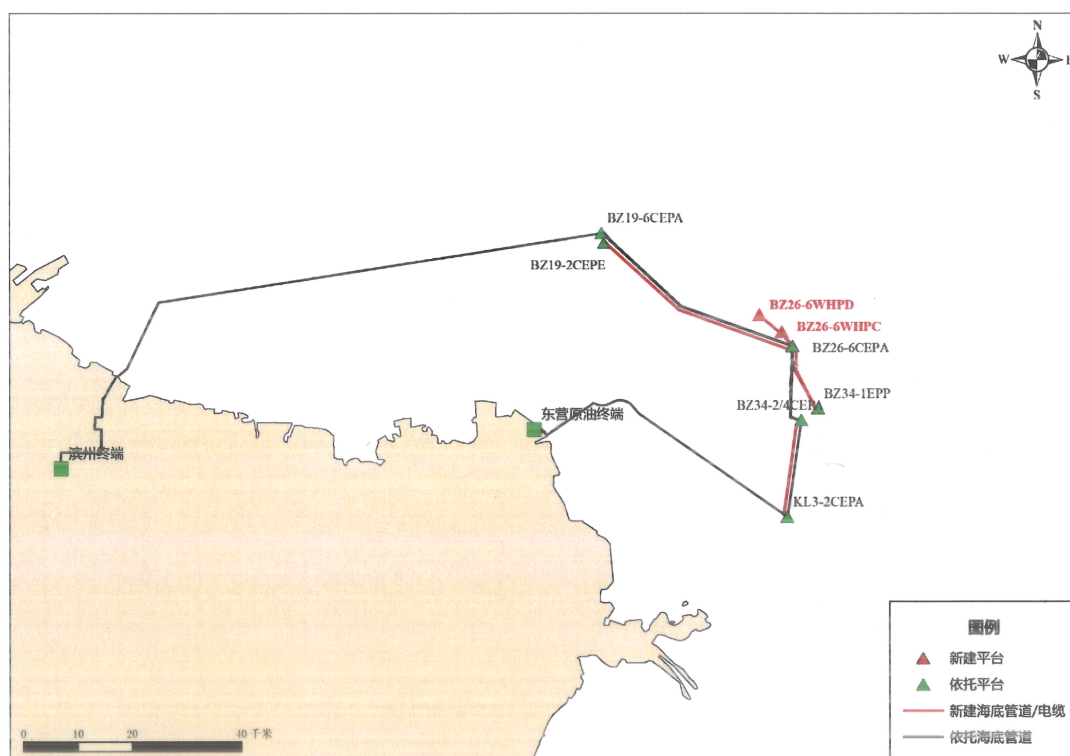


# 渤中 26-6 油田开发项目（二期）

## 环境影响报告书

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司



中海油研究总院有限责任公司

北京

二〇二五年三月

打印编号: 1740643251000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	5v1x3g		
建设项目名称	渤中26-6油田开发项目（二期）		
建设项目类别	54--150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	中海石油（中国）有限公司天津分公司		
统一社会信用代码	91120116718249438Q		
法定代表人（签章）	阎洪涛		
主要负责人（签字）	刘小刚		
直接负责的主管人员（签字）	杜娟、孙红栋		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	中海油研究总院有限责任公司		
统一社会信用代码	911100007109260782		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
尹晓娜	09351143509110143	BH023443	尹晓娜
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
黄必桂	工程区域环境概况	BH024925	黄必桂
闫文娟	概述；总论；工程概况与工程分析；环境影响评价结论	BH013990	闫文娟
陈星	环境风险分析与评价	BH023446	陈星
蔡迎雪	环境保护对策措施及其合理性分析；环境管理与监测计划；环境经济损益分析	BH051361	蔡迎雪

蔡明君	工程区域环境概况；环境现状调查与评价	BH051360	蔡明君
熊乐航	环境影响预测与评价；环境经济损益分析	BH008519	熊乐航
尹晓娜	概述；总论；工程概况与工程分析；环境影响评价结论	BH023443	尹晓娜
齐莎莎	工程概况与工程分析；环境影响回顾性分析；环境保护对策措施及其合理性分析；清洁生产分析与总量控制	BH008674	齐莎莎
马知遥	环境风险分析与评价	BH036766	马知遥
吴迪	环境现状调查与评价；环境影响预测与评价	BH023436	吴迪



## 目 录

<b>1 概述</b>	<b>1</b>
1.1 项目由来及总体开发方案概述	1
1.2 评价工作程序	2
1.3 关注的主要环境问题	3
1.4 环境影响评价结论	4
<b>2 总论</b>	<b>6</b>
2.1 编制依据	6
2.1.1 法律	6
2.1.2 行政法规与部门规章	7
2.1.3 地方法规及行政文件	10
2.1.4 功能区划及规划	12
2.1.5 技术导则与规范	13
2.1.6 基础资料	14
2.1.7 其他依据	14
2.2 环境影响评价标准	14
2.2.1 海上工程	14
2.2.2 陆上工程	17
2.3 环境敏感区和环境保护目标	23
2.3.1 海上工程	23
2.3.2 陆上工程	24
2.4 环境影响评价工作等级	25
2.4.1 海上工程	25
2.4.2 陆上工程	26
2.5 环境影响评价范围与评价重点	33
2.5.1 海上工程	33
2.5.2 陆上工程	34
<b>3 工程概况与工程分析</b>	<b>37</b>
3.1 工程概况	37
3.1.1 项目名称及建设性质	37
3.1.2 地理位置	37
3.1.3 建设内容及规模	38
3.1.4 工程开发方案	39
3.1.5 生产物流特性	42
3.1.6 生产预测数据	42
3.2 海上工程工程概况及工程分析	43
3.2.1 工程概况	43
3.2.2 工程组成	44
3.2.3 工艺流程	47
3.2.4 依托设施校核及改造	51
3.2.5 施工和建设方案	56
3.2.6 产污环节分析和污染物分析	60
3.2.7 污染源强核算	62
3.3 陆上工程工程概况及工程分析	74
3.3.1 现有工程概况	74
3.3.2 改扩建工程工程概况	91
3.3.3 前期工程（2026 年投产）工程分析	118





3.3.4 后期工程（2035 年投产）工程分析 .....	176
3.4 环境影响要素识别与评价因子筛选 .....	239
3.4.1 海上工程 .....	239
3.4.2 陆上工程 .....	240
<b>4 工程区域环境概况 .....</b>	<b>242</b>
4.1 海上工程区域自然环境概况 .....	242
4.1.1 环境概况 .....	242
4.2 陆上工程区域环境概况 .....	246
4.2.1 自然环境概况 .....	246
4.3 国家产业结构调整目录符合性分析 .....	248
4.4 海上工程环境功能区划及相关规划符合性 .....	248
4.4.1 《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析 .....	248
4.4.2 《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》 .....	250
4.4.3 《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》 .....	255
4.4.4 海洋主体功能区规划符合性分析 .....	257
4.4.5 “三区三线”中的海洋生态保护红线符合性分析 .....	259
4.4.6 “三线一单”符合性分析 .....	260
4.4.7 其他相关规划符合性分析 .....	261
4.5 陆上工程环境功能区划及相关规划符合性分析 .....	264
4.5.1 《山东省国土空间规划（2021-2035）》符合性分析 .....	264
4.5.2 《滨州市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析 .....	265
4.5.3 《滨州北海经济开发区马山子镇总体规划（2018-2035）》 .....	265
4.5.4 “三线一单”符合性分析 .....	268
4.5.5 工业园区规划概况 .....	270
4.5.6 行业及经济发展规划符合性 .....	273
4.5.7 环境保护相关规划符合性分析 .....	273
4.6 海上工程周围环境敏感目标 .....	276
4.6.1 国家级自然保护区 .....	276
4.6.2 国家级海洋特别保护区 .....	276
4.6.3 国家级水产种质资源保护区 .....	278
4.6.4 产卵场、索饵场、越冬场 .....	279
4.6.5 环境敏感目标分布 .....	281
4.7 陆上环境保护目标调查 .....	282
4.7.1 大气及环境风险保护目标 .....	282
4.7.2 地下水环境保护目标 .....	282
4.7.3 生态保护目标 .....	283
4.7.4 声环境保护目标 .....	283
4.7.5 土壤环境敏感目标 .....	283
<b>5 环境现状调查与评价 .....</b>	<b>284</b>
5.1 海洋环境现状调查概况 .....	284
5.2 海水水质现状调查与评价 .....	284
5.3 海洋沉积物质量现状调查与评价 .....	284
5.4 海洋生态环境现状调查与评价 .....	284
5.5 海洋生物质量现状调查与评价 .....	284
5.6 海洋渔业资源现状调查与评价 .....	284
5.7 陆上环境质量现状调查与评价 .....	284
5.7.1 项目所在区域环境空气质量达标判断 .....	284



5.7.2 地下水环境质量现状调查与评价 .....	284
5.7.3 生态环境现状调查 .....	284
5.7.4 土壤环境质量现状调查与评价 .....	284
5.7.5 声环境质量现状调查 .....	284
<b>6 环境影响回顾性分析 .....</b>	<b>285</b>
6.1 依托工程开发生产状况回顾 .....	285
6.1.1 工程设施 .....	285
6.1.2 物流走向 .....	287
6.2 依托工程环评批复和环保设施竣工验收情况 .....	288
6.3 环保设施运行情况 .....	295
6.3.1 主要环保设施及运行情况 .....	295
6.3.2 主要污染物排放情况 .....	296
6.3.3 其他污染物处理/排放情况 .....	297
6.4 东营原油终端污染源达标分析 .....	298
6.5 滨州终端污染源达标分析 .....	298
6.5.1 有组织废气达标情况 .....	299
6.5.2 挥发性有机物无组织排放源强 .....	299
6.5.3 废水达标情况 .....	304
6.5.4 噪声厂界达标 .....	305
6.5.5 危险废物 .....	305
6.6 现有工程溢油风险事故回顾 .....	306
6.7 海洋环境质量回顾性分析 .....	306
6.7.1 海水水质状况回顾 .....	306
6.7.2 海洋沉积物质量回顾 .....	310
6.7.3 海洋生物生态状况回顾 .....	310
6.7.4 环境影响回顾性分析结论 .....	313
<b>7 环境影响预测与评价 .....</b>	<b>316</b>
7.1 海上工程环境影响预测与评价 .....	316
7.1.1 海洋环境影响预测 .....	316
7.1.2 悬浮物预测 .....	319
7.1.3 温排水预测 .....	327
7.1.4 海水水质环境影响评价 .....	329
7.1.5 海洋沉积物环境影响评价 .....	330
7.1.6 海洋生态环境影响评价 .....	331
7.1.7 海洋生物资源损失评估 .....	333
7.1.8 环境敏感目标影响分析 .....	338
7.1.9 工程对冲淤环境的影响分析 .....	338
7.1.10 工程对水文动力的影响分析 .....	339
7.2 陆上工程环境影响预测与评价 .....	339
7.2.1 施工期环境影响分析 .....	339
7.2.2 运营期影响预测与评价 .....	344
<b>8 环境风险分析与评价 .....</b>	<b>376</b>
8.1 风险评价概述 .....	376
8.1.1 评价原则 .....	376
8.1.2 评价等级 .....	376
8.1.3 评价范围 .....	376
8.2 海上工程环境风险分析 .....	377



8.2.1 风险调查 .....	377
8.2.2 评价等级及评价范围 .....	378
8.2.3 风险识别 .....	382
8.2.4 风险事故情形分析 .....	386
8.2.5 溢油风险后果分析 .....	391
8.2.6 环境风险防范措施及应急处置措施 .....	399
8.2.7 油气泄漏事故应急处置措施 .....	402
8.2.8 评价结论与建议 .....	415
8.3 地质性溢油及浅层气分析 .....	416
8.3.1 油田地质油藏特征 .....	416
8.3.2 含油层位 .....	416
8.3.3 构造特征 .....	416
8.3.4 地质性溢油相关的地质因素 .....	417
8.3.5 地质性溢油风险事故防范措施 .....	417
8.3.6 浅层气风险分析 .....	419
8.3.7 结论 .....	419
8.4 CO <sub>2</sub> 运输、回注利用及封存风险评估 .....	419
8.4.1 风险物质识别 .....	420
8.4.2 运输过程的环境风险源 .....	421
8.4.3 运输过程的环境风险评估 .....	422
8.5 陆上工程环境风险分析 .....	425
8.5.1 建设项目环境风险潜势初判 .....	425
8.5.2 评价等级 .....	429
8.5.3 评价范围 .....	430
8.5.4 风险识别 .....	430
8.5.5 环境风险类型及危害分析 .....	433
8.5.6 风险识别结果 .....	434
8.5.7 风险事故情形分析 .....	434
8.5.8 大气环境风险预测与评价 .....	443
8.5.9 地下水环境风险预测与评价 .....	447
8.5.10 地表水环境风险分析 .....	449
8.5.11 环境风险管理 .....	450
8.5.12 结论与建议 .....	459
<b>9 清洁生产分析与总量控制 .....</b>	<b>463</b>
9.1 清洁生产分析 .....	463
9.1.1 海上工程 .....	463
9.1.2 陆上工程 .....	471
9.2 污染物排放总量控制建议 .....	471
9.2.1 海上工程污染物排放总量控制建议 .....	471
9.2.2 陆上工程 .....	472
<b>10 环境保护对策措施及其合理性分析 .....</b>	<b>474</b>
10.1 海上工程环境保护对策措施 .....	474
10.1.1 建设阶段环保措施 .....	474
10.1.2 生产阶段环保措施 .....	477
10.1.3 环境保护对策措施一览表 .....	481
10.2 环保设施“三同时”竣工验收建议 .....	484
10.3 陆上工程环境保护对策措施 .....	484



10.3.1 施工期环保措施 .....	484
10.3.2 运营期环境保护措施 .....	489
10.3.3 环保设施“三同时”竣工验收建议 .....	507
<b>11 环境经济损益分析 .....</b>	<b>511</b>
11.1 海上工程环境经济损益分析 .....	511
11.1.1 环境保护设施和对策措施的费用估算 .....	511
11.1.2 环境保护的经济损益分析 .....	512
11.1.3 环境经济收益分析 .....	513
11.2 陆上工程环境经济损益分析 .....	513
11.2.1 环境保护设施和对策措施的费用估算 .....	513
11.2.2 环境保护的经济损益分析 .....	514
11.2.3 环境损失分析 .....	514
11.2.4 环境效益分析 .....	515
11.3 社会效益分析 .....	516
<b>12 环境管理与监测计划 .....</b>	<b>517</b>
12.1 环境管理 .....	517
12.1.1 环境管理的任务和内容 .....	517
12.1.2 机构和岗位设置 .....	517
12.1.3 环境保护管理要求 .....	522
12.2 环境监测计划 .....	524
12.2.1 海上工程监测计划 .....	524
12.2.2 陆上工程监测计划 .....	525
12.2.3 陆上工程污染物排放清单 .....	527
<b>13 环境影响评价结论 .....</b>	<b>530</b>
13.1 工程概况 .....	530
13.2 工程分析 .....	531
13.2.1 海上工程 .....	531
13.2.2 陆上工程 .....	531
13.3 规划和政策符合性分析 .....	532
13.3.1 产业政策符合性分析 .....	532
13.3.2 海上工程规划相关符合性分析 .....	532
13.3.3 陆上工程规划相关符合性分析 .....	532
13.4 环境现状分析与评价 .....	533
13.4.1 海上工程周边环境现状分析与评价 .....	533
13.4.2 陆上工程周边环境现状分析与评价 .....	535
13.4.3 环境敏感目标分析 .....	537
13.4.4 环境影响回顾性分析 .....	538
13.5 环境影响预测分析与评价结论 .....	538
13.5.1 海上工程环境影响分析与评价 .....	538
13.5.2 陆上工程环境影响分析与评价 .....	541
13.6 环境风险分析与评价结论 .....	544
13.6.1 海上工程环境风险分析与评价结论 .....	544
13.6.2 陆上工程环境风险分析与评价结论 .....	545
13.7 总量控制结论 .....	545
13.7.1 海上工程总量控制建议 .....	545
13.7.2 陆上工程总量控制建议 .....	546
13.8 环境保护措施及其合理性分析 .....	546



13.8.1 海上工程环境保护措施及其合理性分析 .....	546
13.8.2 陆上工程环境保护措施及其合理性分析 .....	547
13.9 建设项目环境可行性结论 .....	550
附件 .....	552
附表 环境质量现状调查与评价结果 .....	556
附录 .....	557





## 1 概述

### 1.1 项目由来及总体开发方案概述

渤中 26-6 油田位于渤海中部海域，西南距山东省东营市约\*\*km，东距渤中 34-2/4 油田约\*\*km，区域内平均水深约\*\*m。

为推动渤中 26-6 油田储量合理有效的开发，根据“整体部署、分期开发、一体化推进”的开发原则，在充分依托现有工程的基础上，中海石油（中国）有限公司天津分公司（以下简称“天津分公司”）计划实施本次渤中 26-6 油田开发项目（二期）（以下简称“本项目”）。

本项目计划新建 2 座无人井口平台 BZ26-6WHPC、BZ26-6WHPD，先期共钻\*\*口井，其中\*\*口采油井（含\*\*口分支井）、\*\*口注气井、\*\*口水源井，共预留\*\*口井；在依托 BZ26-6CEPA 平台利用预留井槽钻\*\*口井（\*\*口采油井、\*\*口注气井）。本项目计划铺设 6 条海底管道和 3 条海底电缆，包括 1 条 BZ34-2/4CEPA 平台至 KL3-2CEPA 平台长约\*\*km 的海底输油管道；1 条 BZ19-2CEPE 平台至 BZ26-6CEPA 平台长约\*\*km 的 CO<sub>2</sub> 输送管道；1 条 BZ34-1EPP 平台至 BZ26-6CEPA 平台长约\*\*km 的海底电缆；新建 BZ26-6WHPD 平台与 BZ26-6WHPC 平台间海底混输管道、海底注气管道和海底电缆各 1 条，长度均为\*\*km；以及新建 BZ26-6WHPC 平台与 BZ26-6CEPA 平台间 1 条海底混输管道、1 条海底注气管道和 1 条海底电缆，长度均为\*\*km。

本项目新建 BZ26-6WHPC、BZ26-6WHPD 所产物流全液输送到 BZ26-6CEPA 平台进行气液分离，分出的液相输送至已建 BZ34-2/4CEPA 平台进行处理，处理后合格原油输往东营原油终端；分出的气相部分经脱水后一部分与 CO<sub>2</sub> 回注地层，剩余部分输往已建 BZ19-6CEPA 平台，与该平台产气一同输往滨州终端。BZ34-2/4CEPA 平台分出的生产水经处理达标后全部回注地层。所需电力由渤中垦利岸电经 BZ34-1 EPP 平台供应。

本项目陆上工程分期建设，包括滨州终端改扩建前期工程（2026 年投产）和后期工程（2035 年投产）。前期工程主要包括改造现有天然气处理装置，最大处理能力扩容至\*\*×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，新建 1 套最大处理能力\*\*×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 的脱酸装置，新建 1 套最大处理能力\*\*×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 的 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置；后期工程主要包括新建 1 套最大处理能力\*\*×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 天然气处理装置，新建 1 套最大处理能力\*\*×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 的 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置。



根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》等的规定，本项目在建设前应进行环境影响评价。受建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司的委托（见附件），中海油研究总院有限责任公司承担了该项目的环境影响评价工作，并依据有关法律法规、导则的要求编制完成了《渤中 26-6 油田开发项目（二期）环境影响报告书》。

## 1.2 评价工作程序

本项目环评单位接受委托 7 个工作日内，建设单位通过“中国自然资源网”网络媒体进行了信息公开。同时，开展了资料收集、相关法规和标准等与本项目有关文件的研究工作，收集的资料主要包括工程资料、相关法规和标准文件、已批复依托设施的相关环评文件等。

通过对本项目设计文件分析、环境敏感目标和环境保护目标筛选等工作确定了本项目环境影响评价的评价内容、评价重点、评价工作等级和评价范围，并分析了本项目与国土空间规划及相关规划的符合性。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），本项目海洋生态环境影响评价工作等级为 1 级，项目距岸最近距离约 23.5km，属于其他海域，本项目海洋生态环境可采用任何一季资料。本项目委托国家海洋局北海环境监测中心围绕渤中 26-6 油田及依托设施周边海域开展了春季海洋环境质量现状调查与评价工作；委托中国水产科学研究院黄海水产研究所开展了春季渔业资源调查与评价工作。

结合工程分析和环境现状调查与评价结果，开展了本项目的环境影响预测与评价工作。结合工程分析和环境影响预测与评价结论，开展了本项目清洁生产分析、环境保护对策措施及其合理性分析、环境风险分析与评价、地质性溢油风险与评价、浅层气风险与评价、总量控制建议、环境管理与环境监测以及环境经济损益分析等专题研究。根据各专题研究结果，完成《渤中 26-6 油田开发项目（二期）环境影响报告书》的编制。

《渤中 26-6 油田开发项目（二期）环境影响报告书》完成编制后，建设单位组织国内海洋工程类相关领域专家对本报告书开展了预审工作，评价单位根据专家预审意见对本报告书进行修改完善，形成了《渤中 26-6 油田开发项目（二期）环境影响报告书》的征求意见稿，在中国自然资源网、中国自然资源报，以及滨州终端所在地附近进行了信息公开，征求与本项目环境影响有关的意见。



建设单位向生态环境主管部门报送《渤中 26-6 油田开发项目（二期）环境影响报告书》前，在中国自然资源网上开展了第三次公示，公示内容包括《渤中 26-6 油田开发项目（二期）环境影响报告书》全文及公众参与说明。本项目完成第三次公示后，完善后的《渤中 26-6 油田开发项目（二期）环境影响报告书》上报至生态环境部。

### 1.3 关注的主要环境问题

根据本项目特征和工程活动特点，主要不利影响是建设阶段非钻井油层段水基钻井液和钻屑排放及海底管道、电缆铺设挖沟时搅起的悬浮物对海水水质、底质和海洋生态的影响。另外，潜在的事故性溢油也将对环境敏感目标、海水水质、海洋生态以及海洋渔业资源、海洋资源利用等产生不利影响。

渤中 26-6 油田位于渤海中部海域，油田附近处在正常作业评价范围之内的敏感目标主要是海洋生态保护红线区、海洋特别保护区以及鱼类产卵场等重要渔业水域等。本项目位于\*\*产卵场内，位于\*\*索饵场以及\*\*越冬场内，新建 BZ34-2/4CEPA 平台至 KL3-2CEPA 平台原油输送管道距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区和黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般控制区最近，最近距离为\*\*km。距离周围其他环境敏感目标均在\*\*km 以上。

建设阶段排放的主要污染物为非钻井油层水基钻井液/钻屑和海管/缆挖沟埋设搅起的悬浮物，对环境的影响属于短期、可恢复性影响；生产阶段产生的主要污染物为含油生产水，经处理达到注水水质标准后回注地层，不会对周围海洋生态环境造成不利影响。建设和生产阶段产生的船舶含油污水和生产垃圾全部运回陆地进行处理。其它污染物排放量相对较小，污染物排放后对周围环境（水质、沉积物及生态）的影响范围和程度较小。根据预测结果，建设阶段非钻井油层水基钻井液/钻屑和海管/缆挖沟埋设产生的悬浮物对周边海域的最大影响不超过\*\*km，生产阶段生产水处理达标后回注地层，各类污染物排放对周边海域的最大影响不超过\*\*km。鉴于新建海底管道/电缆全部或部分穿越鲈鱼（盛期\*\*月）、白姑鱼（盛期\*\*月~\*\*月）和蓝点马鲛产卵场（盛期\*\*月\*\*~\*\*月\*\*），位于上述产卵场内的海底管道/电缆挖沟作业应避免其产卵盛期。在风险事故情况下，关注的主要环境问题是油气泄漏事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境、渔业资源以及渔业生产的潜在影响。

本项目陆上工程在正常建设和生产情况下，关注的环境问题主要包括项目





与规划环评、各类政策规划之间的符合性；项目的污染物排放水平是否满足国家及地方各项政策标准要求；项目建设与运营阶段产生的废水、废气、噪声、固废的污染治理措施是否可以满足相应的排放标准控制要求；项目拟采取的环境风险防范和应急措施能否控制本项目潜在的环境风险；项目建设与运营阶段各类环境影响是否在可接受范围之内。

#### 1.4 环境影响评价结论

渤中 26-6 油田开发项目（二期）位于渤海中部海域，为海洋油气开发工程及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类，符合产业政策。本项目海上工程符合《全国海洋主体功能区规划》要求，与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》、《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》、山东省“三区三线”中生态保护红线和《东营市“三线一单”生态环境分区管控方案》等要求相协调。陆上工程位于现有滨州终端厂区及北侧新征土地，符合《滨州临港化工产业园总体发展规划（2019-2025 年）》及其规划环评、审查意见的要求，符合《山东省国土空间规划（2021-2035）》基于“三区三线”构建国土空间新格局的要求，符合《滨州市国土空间总体规划（2021-2035 年）》、《滨州北海经济开发区马山子镇总体规划（2018-2035）》、《滨州市“三线一单”生态环境分区管控方案》（滨政字〔2021〕50 号）等的相关要求。

本项目设计方案中较为充分的考虑了项目开发可能对环境造成的影响，从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染防治和环境保护措施；采用的生产工艺流程及设备、污染防治措施等符合清洁生产的要求。

项目附近海域主要的环境敏感目标有海洋生态保护红线区、自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区以及鱼类产卵场等重要渔业水域。在海上建设阶段主要污染物是钻完井作业排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑和海管/缆挖沟作业时产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、可恢复性。油层段水基钻井液、油层段水基钻井液钻屑、合成基钻井液、合成基钻井液钻屑等全部运回陆地处理，不排海。生产运行过程中产生的主要污染物为含油生产水，经处理达标后全部回注地层；其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、沉积物及生态）的影响范围和程度较小。

本项目的建设和生产对海洋生态环境和渔业资源会产生一定影响和损害，



需采取有效的生态保护措施和减缓影响的措施。本项目施工及运行阶段存在一定溢油风险，溢油事故一旦发生会对海洋生态和环境造成严重危害后果，需采取具有针对性的风险防范措施和切实有效的溢油应急防范对策措施。

本项目陆上工程在采取相应环保措施的前提下，施工期和运营期的废水、废气、噪声等污染物均能达标排放，对环境的影响较小；在落实本次评价中的相应环境风险防范措施的前提下，陆上工程环境风险可防可控。

评价认为，在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护对策措施，切实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，工程建设可行。





## 2 总论

### 2.1 编制依据

本环境影响报告书主要根据渤中 26-6 油田开发项目（二期）可行性研究深化报告和基本设计文件，在各项专题研究的基础上，按照中华人民共和国有关环保法规的要求而编制，具体编制依据如下。

#### 2.1.1 法律

- 《中华人民共和国环境保护法》（2014 年 4 月 24 日修订，2015 年 1 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》（2023 年 10 月 24 日修订，2024 年 1 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）
- 《中华人民共和国渔业法》（2013 年 12 月 28 日修正）
- 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年 6 月 27 日修正，2018 年 1 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 修正，2018 年 10 月 26 日起施行）
- 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 4 月 29 日修订，2020 年 9 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（2021 年 4 月 29 日修改，2021 年 9 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国环境土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日施行）
- 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日起施行）
- 《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月 2 日修改）
- 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日第三次修正，2020 年 1 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日施行）
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日修改，2012 年 7 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 10 月 26 日修正）
- 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日修正）



- 《中华人民共和国突发事件应对法》（2007 年 11 月 1 日起施行）

#### 2.1.2 行政法规与部门规章

- 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（中华人民共和国国务院令 743 号，2021 年 7 月 2 日第三次修订，2021 年 9 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院令 687 号，2017 年 10 月 7 日修改）
- 《危险化学品安全管理条例》（国务院令 645 号，2013 年 12 月 7 日修订）
- 《排污许可管理条例》（国务院令 736 号，2021 年 3 月 1 日起施行）
- 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）
- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（国务院令 698 号，2018 年 3 月 19 日修订）
- 《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》（国务院令 698 号，2018 年 3 月 19 日修订）
- 《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》（国发〔2015〕42 号，2015 年 8 月 20 日发布实施）
- 《国务院关于印发中国水生生物资源养护行动纲要的通知》（国发〔2006〕9 号，2006 年 2 月 27 日发布实施）
- 《关于进一步加强水生生物资源保护严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2013〕86 号，2013 年 8 月 5 号发布）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（国家海洋局令 1 号，1983 年 12 月 29 日起施行）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（国土资源部令 64 号修改，2016 年 1 月 8 日起施行）
- 《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》（国发〔2016〕65 号）
- 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35 号）
- 《国务院办公厅关于印发控制污染物排放许可制实施方案的通知》，（国办发〔2016〕81 号）



- 《中共中央办公厅 国务院办公厅印发<关于划定并严守生态保护红线的若干意见>的通知》（厅字〔2017〕2号）
- 《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》（中发〔2018〕17号）
- 《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021年11月2日）
- 《关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知》（环发〔2015〕163号，2015年12月10日）
- 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号）
- 《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》（环环评〔2018〕11号）
- 《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4号）
- 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号）
- 《国务院关于印发<2030年前碳达峰行动方案>的通知》（国发〔2021〕23号）
- 《关于印发<建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》（环发〔2014〕197号）
- 《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第24号，2022年2月8日起施行）
- 《排污许可管理办法》（环境保护部令第32号，2024年7月1日起施行）
- 《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（生态环境部令第11号，2019年12月20日起施行）
- 《铺设海底电缆管道管理规定》（国务院令第27号，1989年3月1日起施行）
- 《海底电缆管道保护规定》（国土资源部令第24号，2004年3月1日起施行）
- 《铺设海底电缆管道管理规定实施办法》（国家海洋局第3号，1992年



8 月 26 日起施行)

- 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日起施行）
- 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部部令第 36 号，2025 年 1 月 1 日起施行）
- 《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日起施行）
- 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 2 月 1 日起施行）
- 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部部令第 4 号，2018 年 4 月 16 日发布，2019 年 1 月 1 日起施行）
- 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日起施行）
- 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号，2012 年 8 月 7 日施行）
- 《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（环发〔2015〕162 号，2015 年 12 月 10 日施行）
- 《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（环海洋函〔2022〕27 号）
- 《国家海洋局关于修改<关于颁发《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》的通知>等 3 份规范性文件的决定的公告》（国家海洋局公告，2015 年 11 月 23 日公布实施）
- 《国家海洋局关于印发<海洋工程环境影响评价管理规定>的通知》（国海规范〔2017〕7 号，2017 年 4 月 27 日起施行）
- 《关于印发<沿海海域船舶排污设备铅封管理规定>的通知》（交海发〔2007〕165 号，2007 年 5 月 1 日起实施）
- 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境防治管理规定》（交通运输部令 2017 年第 15 号，2017 年 5 月 23 日起施行）
- 《交通运输部关于印发船舶大气污染物排放控制区实施方案的通知》（交海发〔2018〕168 号，2018 年 11 月 30 日发布实施）



- 《中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定》（中华人民共和国交通运输部令 2021 年第 24 号，2021 年 9 月 1 日起施行）
- 《进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日发布实施）
- 《水生生物增殖放流管理规定》（中华人民共和国农业部令第 20 号，2009 年 5 月 1 日施行）
- 《农业农村部关于做好“十四五”水生生物增殖放流工作的指导意见》（农渔发〔2022〕1 号，2022 年 1 月 13 日实施）
- 《渤海生物资源养护规定》（2010 年修订）（农业部令 2010 年第 11 号修订，2010 年 11 月 26 日第二次修订）
- 《自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2023〕89 号）
- 《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知》（试行）（自然资发〔2022〕142 号，2022 年 8 月 16 日）
- 《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2207 号）
- 《山东省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（鲁政字〔2020〕269 号）
- 《东营市人民政府关于印发东营市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（东政字〔2021〕23 号）

### 2.1.3 地方法规及行政文件

- 《山东省环境保护条例》（2018 年 11 月 30 日修订，2019 年 1 月 1 日实施）；
- 《山东省水污染防治条例》（2020 年 11 月 27 日修正）；
- 《山东省大气污染防治条例》（2018 年 11 月 30 日修正）；
- 《山东省环境噪声污染防治条例》（2018 年 1 月 23 日修正）；
- 《山东省实施<中华人民共和国固体废物污染环境防治法>办法》（2018 年 1 月 23 日修正）；
- 《山东省实施<中华人民共和国环境影响评价法>办法》（2018 年 11 月 30 日修正）；
- 《山东省土壤污染防治条例》（山东省人民代表大会常务委员会公告 2019





年第 83 号，2020 年 1 月 1 日起施行）；

- 《山东省人民政府关于印发山东省落实<水污染防治行动计划>实施方案的通知》（鲁政发〔2015〕31 号，2015 年 12 月 31 日）；
- 《山东省扬尘污染防治管理办法》（2018 年 1 月 24 日修订）；
- 《山东省危险化学品安全管理办法》（山东省人民政府令第 309 号，2017 年 8 月 1 日）；
- 《山东省生态环境厅关于印发<山东省生态环境厅突发环境事件应急预案>的通知》（鲁环字〔2021〕266 号）；
- 《山东省突发环境事件应急预案》（鲁政办字〔2020〕50 号）；
- 《关于进一步加强建设项目固体废物环境管理的通知》（鲁环办函〔2016〕141 号）；
- 《关于统一规范全省危险废物贮存、处置场所及包装转运设备危险废物标志的通知》（鲁环函〔2009〕99 号）；
- 《山东省环境保护厅贯彻落实<水污染防治行动计划>工作方案》（2015 年 6 月 8 日）；
- 《山东省生态环境厅关于印发<山东省建设项目主要大气污染物总量替代指标核算及管理办法>的通知》（鲁环发〔2019〕132 号）；
- 《滨州市扬尘污染防治条例》（2020 年 1 月 1 日起施行）；
- 《滨州市人民政府办公室<关于划定滨州市城区噪声标准适用区域划分方案>的通知》（滨政办字〔2020〕58 号）；
- 《关于落实<排污许可管理条例>的实施意见（试行）》（山东省生态环境厅，鲁环字〔2021〕92 号）；
- 《山东省新一轮“四减四增”三年行动方案（2021-2023 年）》（鲁环委〔2021〕3 号，2021 年 10 月 26 日）；
- 《山东省深入打好蓝天保卫战行动计划（2021-2025 年）》、《山东省深入打好碧水保卫战行动计划（2021-2025 年）》、《山东省深入打好净土保卫战行动计划（2021-2025 年）》（鲁环委办〔2021〕30 号，2021 年 8 月 22 日）；
- 《山东省环境保护厅关于进一步推进企业事业单位环境信息公开的通知》（鲁环发〔2018〕142 号，2018 年 6 月 15 日）；



- 《山东省人民政府办公厅关于公布第四批化工园区和专业化化工园区名单的通知》（鲁政办字〔2019〕113号，2019年6月26日）。

#### 2.1.4 功能区划及规划

- 《全国海洋主体功能区规划》（2015.8.1）
- 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》
- 《山东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》
- 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》
- 《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2023〕102 号）
- 《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》
- 《“十四五”海洋生态环境保护规划》
- 《山东省能源发展“十四五”规划》
- 《“十四五”现代能源体系规划》
- 《美丽山东建设规划纲要（2021-2035 年）》
- 《山东省“十四五”应对气候变化规划》
- 《山东省“十四五”生态环境保护规划》（鲁政发〔2021〕12 号）
- 《山东省石油天然气中长期规划（2018-2030 年）》
- 《滨州市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（鲁政字〔2023〕201 号）
- 《滨州市“十四五”生态环境保护规划》（滨政发〔2022〕2 号）
- 《滨州市“三线一单”生态环境分区管控方案》（滨政字〔2021〕50 号，2021 年 6 月 30 日）
- 《滨州市生态环境准入清单》（滨环字〔2021〕38 号，2021 年 6 月 30 日）
- 《关于发布 2023 年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（2024 年 4 月 15 日）
- 《滨州市城区噪声标准适用区域划分方案》
- 《滨州临港化工产业园总体发展规划（2018-2025 年）》（2022 年修订）
- 《滨州北海经济开发区马山子镇总体规划（2018-2035）》（2021 年修订）
- 《滨州临港化工产业园总体发展规划环境影响报告书及审查意见》（滨



环函字〔2019〕37 号)

### 2.1.5 技术导则与规范

- 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）
- 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）
- 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）
- 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）
- 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）
- 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）
- 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）
- 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）
- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）
- 《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）
- 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）
- 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）
- 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）
- 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）
- 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）
- 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）
- 《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）（生态环境部，2023 年 10 月 1 日起施行）
- 《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）
- 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）
- 《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）
- 《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）
- 《山东省污水排放口环境信息公开技术规范》（DB37/T 2643-2014）
- 《海洋调查规范》（GB12763-2007）
- 《海洋监测规范》（GB17378-2007）
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）



- 《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019)
- 《水运工程环境保护设计规范》（JTS149-2018）\*
- 《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）\*
- 《水上溢油环境风险评估技术导则》（JT/T1143-2017）\*

(备注：\*由于行业适用性，部分采用)

#### 2.1.6 基础资料

- 渤中 26-6 油田开发项目（二期）环评委托书（2024.09）
- 渤中 26-6 油田开发项目（二期）可研深化报告（2024.09）
- 渤中 26-6 油田开发项目（二期）基本设计减缩本（2024.12）
- 渤中 26-6 油田开发项目（二期）通航安全影响咨询报告（2024.11）
- 渤中 26-6 油田开发项目（二期）浅层气风险分析报告（2024.04）
- 渤中 26-6 油田开发项目（二期）地质性溢油风险分析报告（2024.04）

#### 2.1.7 其他依据

- 《全国海洋主体功能区规划》（2015.8.1）
- 《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（2023.9）
- 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》
- 《山东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》
- 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》
- 《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》
- 《“十四五”海洋生态环境保护规划》
- 《山东省能源发展“十四五”规划》
- 《“十四五”现代能源体系规划》
- 《国内航行海船法定检验技术规则》（2022 年修改通报）

### 2.2 环境影响评价标准

#### 2.2.1 海上工程

##### 2.2.1.1 环境质量标准

本项目现状调查站位部分位于《东营市国土空间规划》内，执行国土空间内相应标准要求。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》





（HJ1409-2025），“在海洋生态环境保护规划或近岸海域生态环境分区管控均未明确质量目标的海域，以维持环境质量现状为目标”，本项目位于《东营市国土空间总体规划》之外的站位，执行现状标准。本项目环境影响评价中所采用的环境质量标准见表 2.2-1。

表 2.2-1 本项目采用的海洋环境质量标准

项目	采用标准	等级	适用对象
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	执行所在国土空间规划及现状的相应标准	海水水质质量现状评价
沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		海洋沉积物质量现状评价
生物质量	《海洋生物质量》（GB18421-2001）		海洋生物质量现状评价（贝类）
	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）		海洋生物质量评价（软体类、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质，除总铬外）

### 2.2.1.2 污染物排放标准

本项目位于渤海中部海域，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），项目所在海域属于一级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009），项目所在海域属于一级海区。本项目在建设和生产过程中所产生的相关污染物的处置与排放标准见表 2.2-2。

表 2.2-2 本项目采用的污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
含油生产水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）	/	含油量 $\leq 15\text{ mg/L}$ ，悬浮固体含量（SS） $\leq 5\text{ mg/L}$ ，悬浮物颗粒直径中值（ $D_{50}$ ） $\leq 3\mu\text{m}$	回注水
钻井液 钻屑	海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级（GB18420.1-2009）	一级	生物毒性容许值 $\geq 30000\text{ mg/L}$	钻井作业过程中排放的钻井液、钻屑
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）	一级	禁止排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液 $\text{Hg} \leq 1\text{ mg/kg}$ ； $\text{Cd} \leq 3\text{ mg/kg}$	
生活污水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）	一级	$\text{COD} \leq 300\text{ mg/L}$	海上钻井及生产阶段生活污水的排放



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
生产垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海	海上钻井及生产阶段生产垃圾的处置
生活垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海	海上钻井及生产阶段生活垃圾的处置
船舶含油污水	沿海海域船舶排污设备铅封管理规定	/	全部运回陆地交有资质单位处理	建设/生产作业船舶含油污水
船舶生活污水	船舶水污染物排放控制标准 (GB3552-2018)	/	采用下列方式之一进行处理，不得直接排海： a)利用船载收集装置，排入接收设施； b)利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放：（1）在 2012 年 1 月 1 日以前安装(含更换)生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 50\text{mg/L}$ ， $SS \leq 150\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 $\leq 2500$ 个/L；（2）在 2012 年 1 月 1 日以后安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 25\text{mg/L}$ ， $SS \leq 35\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 $\leq 1000$ 个/L， $COD_{Cr} \leq 125\text{mg/L}$ ，pH: 6-8.5，总氯（总余氯） $< 0.5\text{mg/L}$ 。污染物排放监控位置：生活污水处理装置出水口。	距最近陆地 3 海里以内（含）的海域产生的船舶生活污水
			同时满足下列条件：（1）使用设备打碎固形物和消毒后排放；（2）船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	3 海里<距岸最近距离 $\leq 12$ 海里的海域内建设/生产作业船舶生活污水排放
			船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	距岸最近距离>12 海里海域的建设/生产作业船舶生活污水排放
船舶垃圾		/	禁止排海，收集并排入接收设施	金属、塑料废料等、生活废弃物等
		/	在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大	食品废弃物



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
			于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	
船舶废气	《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168 号）》	/	船用燃油硫含量不大于 0.5% <sub>m/m</sub>	作业船舶产生的大气污染物

## 2.2.2 陆上工程

### 2.2.2.1 环境质量标准

#### a. 环境空气

本项目陆上工程位于滨州北海经济开发区内，属于环境空气二类功能区。

环境空气基本污染物 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、O<sub>3</sub>、CO 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）的二级标准；总挥发性有机物（TVOC）、甲醇、氨和硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的限值；非甲烷总烃（NMHC）小时浓度参照《大气污染物综合排放标准详解》中限值。具体见表 2.2-3。

表 2.2-3 环境空气质量标准限值

污 染 物	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
SO <sub>2</sub>	年平均	60	μ g/m <sup>3</sup>	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
	24 小时平均	150		
	1 小时平均	500		
NO <sub>2</sub>	年平均	40		
	24 小时平均	80		
	1 小时平均	200		
CO	24 小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>	
	1 小时平均	10		
O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160	μ g/m <sup>3</sup>	
	1 小时平均	200		
PM <sub>10</sub>	年平均	70		
	24 小时平均	150		
PM <sub>2.5</sub>	年平均	35		
	24 小时平均	75		
非甲烷总烃 (NMHC)	1 小时平均	2000	μ g/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准详解》
总挥发性有机物 (TVOC)	8h 平均	600	μ g/m <sup>3</sup>	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D
甲 醇	1 小时平均	3000		
	日平均	1000		
氨	1 小时平均	200		



硫化氢	1 小时平均	10		
-----	--------	----	--	--

## b. 地表水

根据《滨州北海经济开发区马山子镇总体规划（2018-2035）》，马山子镇域内潮河等为主要景观用水，执行国家地面水Ⅴ类水质标准，详见表 2.2-4。

表 2.2-4 地表水质量标准限值（Ⅴ类）

项目	pH	COD <sub>Cr</sub>	BOD <sub>5</sub>	DO	NH <sub>3</sub> -N	氟化物	总磷
标准限值	6~9	40	10	2	2.0	1.5	0.4
项目	石油类	硫化物	氰化物	挥发酚	总氮	阴离子表面活性剂	
标准限值	1.0	1.0	0.2	0.1	2.0	0.3	
项目	铅	汞	砷	锌	高锰酸盐指数	粪大肠菌群	
标准限值	0.1	0.001	0.1	2.0	15	40000 个/L	

## c. 地下水

本项目陆上工程所在地区尚无地下水环境功能区划分。陆上工程位于滨州临港化工产业园西南侧，根据《滨州临港化工产业园总体发展规划环境影响报告书》及其批复（滨环函字〔2019〕37号）：该区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅴ类标准，石油类指标参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅴ类标准，详见表 2.2-5。

表 2.2-5 地下水环境质量标准限值

序号	项目	Ⅴ类	序号	项目	Ⅴ类
1	pH	pH<5.5 或 pH>9.0	13	氟化物/mg·L <sup>-1</sup>	>0.1
2	溶解性总固体/mg·L <sup>-1</sup>	>2000	14	砷/mg·L <sup>-1</sup>	>0.05
3	硫酸盐/mg·L <sup>-1</sup>	>350	15	汞/mg·L <sup>-1</sup>	>0.002
4	氯化物/mg·L <sup>-1</sup>	>350	16	镉/mg·L <sup>-1</sup>	>0.01
5	硫化物/mg·L <sup>-1</sup>	>0.10	17	铬（六价）/mg·L <sup>-1</sup>	>0.10
6	铁/mg·L <sup>-1</sup>	>2.0	18	铅/mg·L <sup>-1</sup>	>0.10
7	锰/mg·L <sup>-1</sup>	>1.50	19	总硬度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）/mg·L <sup>-1</sup>	>650
8	耗氧量（COD <sub>Mn</sub> 法，以 O <sub>2</sub> 计）/mg·L <sup>-1</sup>	>10.0	20	挥发性酚类（以苯酚计）/mg·L <sup>-1</sup>	>0.01
9	硝酸盐氮（以 N 计）/mg·L <sup>-1</sup>	>30.0	21	钠/mg·L <sup>-1</sup>	>400
10	亚硝酸盐氮（以 N 计）/mg·L <sup>-1</sup>	>4.80	22	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	>100
11	氨氮（以 N 计）/mg·L <sup>-1</sup>	>1.50	23	菌落总数/CFU·mL <sup>-1</sup>	>1000
12	氟化物/mg·L <sup>-1</sup>	>2.0	24	石油类/mg·L <sup>-1</sup>	≤1.0



## d. 土壤环境

本次评价按《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值进行评价，详见表 2.2-6。

表 2.2-6 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	评价因子	单位	CAS 编号	筛选值（第二类用地）
重金属和无机物				
1	砷	mg/kg	7440-38-2	60
2	镉	mg/kg	7440-43-9	65
3	铬（六价）	mg/kg	18540-29-9	5.7
4	铜	mg/kg	7440-50-8	18000
5	铅	mg/kg	7439-92-1	800
6	汞	mg/kg	7439-97-6	38
7	镍	mg/kg	7440-02-0	900
8	钒	mg/kg	7440-62-2	752
挥发性有机物				
9	四氯化碳	mg/kg	56-23-5	2.8
10	氯仿	mg/kg	67-66-3	0.9
11	氯甲烷	mg/kg	74-87-3	37
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	75-34-3	9
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	107-06-2	5
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	75-35-4	66
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	156-59-2	596
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	156-60-5	54
17	二氯甲烷	mg/kg	75-09-2	616
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	78-87-5	5
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	630-20-6	10
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	79-34-5	6.8
21	四氯乙烯	mg/kg	127-18-4	53
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	71-55-6	840
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	79-00-5	2.8
24	三氯乙烯	mg/kg	79-01-6	2.8
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	96-18-4	0.5
26	氯乙烯	mg/kg	75-01-4	0.43
27	苯	mg/kg	71-43-2	4
28	氯苯	mg/kg	108-90-7	270
29	1,2-二氯苯	mg/kg	95-50-1	560
30	1,4-二氯苯	mg/kg	106-46-7	20
31	乙苯	mg/kg	100-41-4	28
32	苯乙烯	mg/kg	100-42-5	1290





序号	评价因子	单位	CAS 编号	筛选值（第二类用地）
33	甲苯	mg/kg	108-88-3	1200
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	108-38-3, 106-42-3	570
35	邻二甲苯	mg/kg	95-47-6	640
半挥发性有机物				
36	硝基苯	mg/kg	98-95-3	76
37	苯胺	mg/kg	62-53-3	260
38	2-氯酚	mg/kg	95-57-8	2256
39	苯并（a）蒽	mg/kg	56-55-3	15
40	苯并（a）芘	mg/kg	50-32-8	1.5
41	苯并（b）荧蒽	mg/kg	205-99-2	15
42	苯并（k）荧蒽	mg/kg	207-08-9	151
43	蒽	mg/kg	218-01-9	1293
44	二苯并（a, h）蒽	mg/kg	53-70-3	1.5
45	茚并（1,2,3-cd）芘	mg/kg	193-39-5	15
46	萘	mg/kg	91-20-3	70
石油类				
47	石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）	mg/kg	-	4500

#### e. 声环境

根据《滨州市人民政府办公室<关于划定滨州市城区噪声标准适用区域划分方案>的通知》，本项目陆上工程位于三类声环境功能区，声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类功能区标准限值，昼间 65dB（A），夜间 55dB（A）。陆上工程声环境质量评价标准见表 2.2-7。

表 2.2-7 声环境质量评价标准表 单位：dB(A)

评价因子	类别	标准值		采用标准
		昼间	夜间	
等效连续 A 声级	3 类声环境功能区	65	55	《声环境质量标准》（GB3096-2008）

#### 2.2.2.2 污染物排放标准

##### a. 废气

本项目陆上工程大气污染物有组织排放源为现有工程导热油炉、污水处理站和新增导热油炉废气等。根据《渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程环境影响报告书》及其环评批复（环审[2022]43 号），现有工程导热油炉氮氧化物排放需满足《滨州市 2019 年打赢蓝天保卫战重点领域专项整治方案》（滨指办〔2019〕35 号）相关要求，氮氧化物排放限值 $\leq 50\text{mg/m}^3$ ，二氧化硫、颗粒物、烟气黑度执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB 37/2374—2018）中表 2 新建锅炉大气污



染物排放浓度限值。目前，《滨州市 2019 年打赢蓝天保卫战重点领域专项整治方案》（滨指办〔2019〕35 号）已失效，新增导热油炉氮氧化物、二氧化硫、颗粒物、烟气黑度均执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB 37/2374—2018）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。污水处理站、危废暂存间废气挥发性有机物排放浓度和速率废气执行《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/ 2801.7—2019）表 1 限值，污水处理站废气非甲烷总烃处理效率执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求，氨、硫化氢和臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 2 限值。

全厂无组织排放的烃类污染源有工艺装置、装车设施、罐区的无组织泄漏等，无组织排放废气中主要污染物为非甲烷总烃、甲醇、氨、硫化氢、臭气浓度。非甲烷总烃、臭气浓度执行山东省地方标准《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/ 2801.7—2019）中的厂界监控点浓度限值，甲醇执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值，氨、硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 厂界标准值。

本项目陆上工程大气污染物排放限值详见表 2.2-8。

表 2.2-8 大气污染物排放限值

污染源	污染物项目	浓度限值 mg/m <sup>3</sup>	速率限值 kg/h	执行标准
现有导热油炉排气筒	氮氧化物（以 NO <sub>2</sub> 计）	50	/	《滨州市 2019 年打赢蓝天保卫战重点领域专项整治方案》滨指办〔2019〕35 号
	颗粒物	10	/	山东省《锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）中表 2 重点控制区大气污染物排放浓度限值
	二氧化硫	50	/	
	烟气林格曼黑度（级）	1	/	
新增导热油炉排气筒	氮氧化物（以 NO <sub>2</sub> 计）	100	/	山东省《锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）中表 2 重点控制区大气污染物排放浓度限值
	颗粒物	10	/	
	二氧化硫	50	/	
	烟气林格曼黑度（级）	1	/	
污水处理站排气筒、危废暂存间排气筒	挥发性有机物	60	3kg/h 或污染治理设施处理效率达到 90 % 及以上	《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/ 2801.7—2019）
污水处理	非甲烷总烃处理效率	/	收集废气中非甲烷总烃初	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》



单元废气			始排放速率 $\geq 2$ kg/h 的，废气处理设施非甲烷总烃去除效率不低于 80%	(GB 39728—2020)
	氨	/	4.9	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中表 2
	硫化氢	/	0.33	
	臭气浓度	/	2000(无量纲)	
厂界限值	挥发性有机物	2.0	/	《挥发性有机物排放标准第 7 部分：其他行业》(DB37/ 2801.7-2019)
	臭气浓度	16(无量纲)	/	
	氨	1.5	/	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中表 1
	硫化氢	0.06	/	
	甲醇	12	/	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)

## b. 废水

本项目陆上工程新增的工艺系统污水排入滨州终端污水处理站进行除油预处理后，与循环水系统排污水一起排入滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。滨州终端废水总排放口水污染物执行《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 中表 4 第二类污染物最高允许排放浓度中的三级标准限值与滨州临港化工产业园污水处理厂纳管标准限值之间较严者，详见表 2.2-9。

表 2.2-9 滨州终端废水总排放口污水排放标准限值

污染源	污染物种类	GB8978-1996 限值	园区污水处理厂纳管标准限值	本项目执行标准限值
废水总排放口	pH 值	6~9	/	6.0~9.0
	COD	500mg/L	500mg/L	500mg/L
	悬浮物	400mg/L	400mg/L	400mg/L
	石油类	30mg/L	10mg/L	10mg/L
	硫化物	1.0mg/L	—	1.0mg/L
	BOD5	300mg/L	250mg/L	250mg/L
	氨氮	—	60mg/L	60mg/L
	总氮	—	120mg/L	120mg/L
	总磷	—	1.0mg/L	1.0mg/L

## c. 噪声

本项目陆上工程施工场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，即昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 3 类标准，即昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A)。具体标准值见表 2.2-10。



表 2.2-10 施工期及运营期噪声排放标准限值 单位 dB (A)

噪声排放阶段	排放限值		排放标准
	昼间	夜间	
施工期	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
运营期	65	55	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

#### d. 固体废物

本项目陆上工程产生的固体废物主要包括生活垃圾、一般工业固体废物和危险废物。

生活垃圾集中收集后交园区环卫部门统一外运处理；一般工业固体废物贮存、处置执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）中相关要求。厂内危险废物暂存设施执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关管理要求。

### 2.3 环境敏感区和环境保护目标

#### 2.3.1 海上工程

##### 2.3.1.1 环境敏感目标

本项目位于渤海中部海域，工程评价范围内的环境敏感目标分为重要敏感区和一般敏感区。

对于重要敏感区，本项目新建设施距离海洋生态红线保护地一般控制区和东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最近，最近距离为\*\*km。距离周围其他环境敏感目标均在\*\*km 以上。

对于一般敏感区，本项目新建平台位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、带鱼索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中，其中带鱼索饵场仅有新建\*\*平台位于其中；新建平台距三疣梭子蟹索饵场\*\*km、白姑鱼产卵场\*\*km、三疣梭子蟹越冬场\*\*km，其他产卵场、索饵场和越冬场均位于评价范围外；新建管缆位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、东方鲀索饵场和鲈鱼越冬场中，部分穿越白姑鱼产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、带鱼索饵场和叫姑鱼索饵场，距离银鲳产卵场\*\*km、鰺产卵场\*\*km、三疣梭子蟹越冬场\*\*km，距离其他评价范围内的产卵场均在\*\*km 以上。

本项目正常海上建设和生产阶段不会对周边海洋生态保护红线区等环境敏感目标产生影响，但均作为溢油风险评价关注对象。



工程海域附近主要环境敏感目标具体描述详见报告书“第四篇 工程区域环境概况”中内容。

### 2.3.1.2 环境保护目标

本项目在正常建设、生产情况下环境保护目标为环境影响评价范围内的海水水质、沉积物质量和海洋生物质量和项目所在的白姑鱼、鲈鱼、蓝点马鲛产卵场，三疣梭子蟹、中国对虾、鳀鱼、东方鲀、带鱼、叫姑鱼索饵场以及鲈鱼越冬场，黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域海洋生态保护红线一般区和东营黄河口生态国家级海洋特别保护区等环境敏感区。

溢油情况下的环境保护目标为工程周围海洋生态保护红线区、自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区、重要渔业水域等环境敏感目标。潜在事故性溢油对周围环境敏感目标的影响范围和程度详见报告书“第八篇 环境风险分析与评价”。

### 2.3.2 陆上工程

#### 2.3.2.1 大气及环境风险保护目标

本项目陆上工程评价范围内大气环境敏感目标为终端西南 1598m 傅家台子村和东 900m 魏桥单职宿舍，环境风险敏感目标为 5000m 范围内的傅家台子村、高家庄子村、田家庄子村和魏桥单职宿舍等。本项目陆上工程大气环境敏感目标及环境风险敏感目标见表 2.3-1、图 2.3-1。

表 2.3-1 陆上工程大气环境及环境风险敏感目标

敏感目标名称	保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界距离/m	户数/户	人口数/人	保护属性	备注
	人群	大气环境	二类区	WS	1598	357	1327	居住区	大气及环境风险敏感目标
	人群	大气环境	二类区	E	900	/	100		
	人群	大气环境	二类区	W	4285	410	1430		环境风险敏感目标
	人群	大气环境	二类区	W	4583	380	1207		



图 2.3-1 大气及环境风险敏感目标分布

### 2.3.2.2 地下水环境保护目标

本项目陆上工程位于滨海区，项目场地及地下水径流下游方向无集中或分散地下水饮用水水源地（井），亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区。因此，本项目地下水保护目标为拟建场地及地下水径流下游方向的浅层地下水。

### 2.3.2.3 生态保护目标

本项目陆上工程现有及新增用地边界外延 500m 的区域无生态环境敏感目标。

### 2.3.2.4 声环境保护目标

本项目陆上工程位于滨州北海经济开发区内，评价范围内无声环境保护目标。

### 2.3.2.5 土壤环境敏感目标

本项目陆上工程位于滨州临港化工产业园西南侧，终端周边主要为盐田、工业用地、道路及道路两侧植物、空闲地等，本项目评价范围内无土壤环境敏感目标。

## 2.4 环境影响评价工作等级

### 2.4.1 海上工程

本项目海上工程为海洋油气开发及其附属工程，海上工程新建平台为导管架结构，无生产水和生活污水排放，新铺海底管道/电缆全程挖沟铺设，符合标准的泥浆、钻屑达标排放，铺管/缆铺设和泥浆/钻屑排放以及施工过程中船舶污染物排放会有短暂影响，因此本次主要对海水水质、海洋沉积物、海洋生态环境进行影响分析。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），海洋油气开发及其附属工程环境影响评价等级主要根据废水排放量、泥浆及钻屑排放量、挖沟埋设管缆总长度来确定。

本项目不排放生产水和生活污水，排放少量温排水，温排水为 C 类污染物，最大新增排放量为  $**m^3/h$ ；本项目泥浆及钻屑排最大放量（含预留井槽）为  $**m^3$ ，



本项目挖沟埋设管缆总长度约\*\*km。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）中对评价工作等级的判据，确定本项目海洋生态环境评价等级为 1 级，见表 2.4-2。

表 2.4-1 海洋生态环境影响评价等级判定表

判定依据		排放量	评价等级
废水排放量 $Q$ ( $10^4\text{m}^3/\text{d}$ )	含 C 类污染物	$Q < 50$	3
泥浆及钻屑排放量 $Q$ ( $10^4\text{m}^3$ )		$Q \geq 10$	1
挖沟埋设管缆总长度 $L$ (km)		$L \geq 100$	1

## 2.4.2 陆上工程

### 2.4.2.1 大气环境

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求，结合本项目工程分析，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用导则附录 A 推荐的 AERSCREEN 估算模型，分别计算各污染物的最大地面空气质量浓度占标率  $P_i$ （第  $i$  个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第  $i$  个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离  $D_{10\%}$ ，对项目的大气环境影响评价工作等级进行分级。

其中，最大浓度占标率  $P_i$  的计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：

$P_i$ —第  $i$  个污染物的最大地面浓度占标率，%；

$C_i$ —采用估算模式计算出的第  $i$  个污染物的最大地面浓度， $\text{mg}/\text{m}^3$ ；

$C_{0i}$ —第  $i$  个污染物的环境空气质量标准， $\text{mg}/\text{m}^3$ 。

选择推荐模式中的 AERSCREEN 估算模式对项目陆上工程的大气环境影响评价工作进行分级。项目预测源强考虑最不利情况，分别对后期工程导热油炉“4 用 2 备”100%负荷工况和“5 用 1 备”80%负荷工况源强进行预测，同时包括污水处理系统排气筒和其他无组织面源源强。评价等级分析判断表见表 2.4-3，估算参数见表 2.4-4。

表 2.4-3 评价等级分析判据表

评价等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$



表 2.4-4 估算模式计算参数表

选项		参数
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		41.3
最低环境温度/°C		-19.2
土地利用类型		水面
区域湿度条件		中等湿度气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

项目周边 3km 范围内占地面积最大的土地利用类型为水面，面积为\*\*km<sup>2</sup>，占比 66.31%，估算模型土地利用类型选择水面。项目周边 3km 范围内土地利用现状情况如图 2.4-1。所示，具体占地情况见表 2.4-5。

图 2.4-1 项目周边 3km 范围土地利用现状图

表 2.4-5 项目周边 3km 范围土地利用现状统计表

土地利用现状	面积（km <sup>2</sup> ）	占比（%）
水面	18.54	66.31%
商业/工业/道路	4.87	17.42%
沙漠化荒地	0.01	0.04%
草地	4.23	15.13%
农作地	0.03	0.11%
湿地	0.28	1.00%

表 2.4-6 估算模式计算结果表

类型	编号	污染源名称	污染物	C <sub>max</sub> /(μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>max</sub> /%	D <sub>10%</sub> 最远距离/m	评价等级
4 台导热油炉 100%满负荷运行							
点源	DA001	现有 3 台（与新建 3 台导热油炉 4 用 2 备） 导热油炉 1 排气筒	PM <sub>10</sub>	0.68	0.15	-	二级
			PM <sub>2.5</sub>	0.34	0.15	-	
			SO <sub>2</sub>	0.24	0.05	-	
			NO <sub>2</sub>	6.78	3.39	-	
			NMHC	0.99	0.05	-	
	DA002	导热油炉 2 排气筒	PM <sub>10</sub>	0.68	0.15	-	二级
			PM <sub>2.5</sub>	0.34	0.15	-	
			SO <sub>2</sub>	0.24	0.05	-	
			NO <sub>2</sub>	6.78	3.39	-	



类型	编号	污染源名称		污染物	C <sub>max</sub> / (μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>max</sub> /%	D <sub>10%</sub> 最远 距离/m	评价 等级	
	DA003		导热油炉 3 排气筒	NMHC	0.99	0.05	-	二级	
				PM <sub>10</sub>	0.68	0.15	-		
				PM <sub>2.5</sub>	0.34	0.15	-		
				SO <sub>2</sub>	0.24	0.05	-		
				NO <sub>2</sub>	6.78	3.39	-		
				NMHC	0.99	0.05	-		
	DA010	新建3 台(与 现有3 台导 热油 炉4 用2 备)	导热油炉 4 排气筒	PM <sub>10</sub>	0.68	0.15	-	二级	
				PM <sub>2.5</sub>	0.34	0.15	-		
				SO <sub>2</sub>	0.24	0.05	-		
				NO <sub>2</sub>	13.56	6.78	-		
				NMHC	0.99	0.05	-		
	DA011		导热油炉 5 排气筒	PM <sub>10</sub>	0.68	0.15	-	二级	
				PM <sub>2.5</sub>	0.34	0.15	-		
				SO <sub>2</sub>	0.24	0.05	-		
				NO <sub>2</sub>	13.56	6.78	-		
				NMHC	0.99	0.05	-		
	DA012		导热油炉 6 排气筒	PM <sub>10</sub>	0.68	0.15	-	二级	
				PM <sub>2.5</sub>	0.34	0.15	-		
				SO <sub>2</sub>	0.24	0.05	-		
				NO <sub>2</sub>	13.56	6.78	-		
				NMHC	0.99	0.05	-		
	DA005	污水处理系统			NMHC	3.06	0.15	-	三级
					H <sub>2</sub> S	0.01	0.09	-	
					NH <sub>3</sub>	0.11	0.06	-	
	5 台导热油炉均按照 80%负荷运行								
	DA001	现有3 台(与 新建3 台导 热油 炉5 用1 备)	导热油炉 1 排气筒	PM <sub>10</sub>	0.64	0.14	-	二级	
				PM <sub>2.5</sub>	0.32	0.14	-		
				SO <sub>2</sub>	0.22	0.04	-		
				NO <sub>2</sub>	6.39	3.20	-		
				NMHC	0.94	0.05	-		
	DA002		导热油炉 2 排气筒	PM <sub>10</sub>	0.64	0.14	-	二级	
				PM <sub>2.5</sub>	0.32	0.14	-		
				SO <sub>2</sub>	0.22	0.04	-		
NO <sub>2</sub>				6.39	3.20	-			
NMHC				0.94	0.05	-			
DA003	导热油炉 3 排气筒		PM <sub>10</sub>	0.64	0.14	-	二级		
			PM <sub>2.5</sub>	0.32	0.14	-			
			SO <sub>2</sub>	0.22	0.04	-			
			NO <sub>2</sub>	6.39	3.20	-			
			NMHC	0.94	0.05	-			
DA010	导热油炉 4 排气筒	PM <sub>10</sub>	0.64	0.14	-	二级			
		PM <sub>2.5</sub>	0.32	0.14	-				
		SO <sub>2</sub>	0.22	0.04	-				
		NO <sub>2</sub>	12.78	6.39	-				
		NMHC	0.94	0.05	-				
DA011	导热油炉 5 排气筒	PM <sub>10</sub>	0.64	0.14	-	二级			
		PM <sub>2.5</sub>	0.32	0.14	-				
		SO <sub>2</sub>	0.22	0.04	-				
		NO <sub>2</sub>	12.78	6.39	-				



类型	编号	污染源名称	污染物	$C_{\max}/(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_{\max}/\%$	$D_{10\%}$ 最远距离/m	评价等级
	DA012	导热油炉 6 排气筒	NMHC	0.94	0.05	-	二级
			PM <sub>10</sub>	0.64	0.14	-	
			PM <sub>2.5</sub>	0.32	0.14	-	
			SO <sub>2</sub>	0.22	0.04	-	
			NO <sub>2</sub>	12.78	6.39	-	
			NMHC	0.94	0.05	-	
	DA005	污水处理系统	NMHC	3.06	0.15	-	三级
			H <sub>2</sub> S	0.01	0.09	-	
			NH <sub>3</sub>	0.11	0.06	-	
面源	M1	现有天然气处理装置区	NMHC	30.19	1.51	-	二级
			CH <sub>3</sub> OH	0.26	0.01	-	
	M2	储运工程	NMHC	58.39	2.92	-	二级
	M3	新建天然气处理装置（含新建公用工程）	NMHC	134.64	6.73	-	二级
	M4	含油污水站	NMHC	33.16	1.66	-	二级
			H <sub>2</sub> S	0.06	0.62	-	
			NH <sub>3</sub>	0.62	0.31	-	
	M5	循环冷却水系统（循环水场）	NMHC	172.90	8.65	-	二级
	M6	天然气处理装置脱酸单元（系列 II）新增溶剂储罐	NMHC	75.73	3.79	-	二级
	M7	甲醇注入系统	NMHC	105.69	5.07	-	二级
			CH <sub>3</sub> OH	152.14	5.28	-	

由上表可知，项目陆上工程大气污染源排放污染物的最大地面空气质量浓度占标率为 8.65%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）规定，本项目陆上工程大气环境影响评价等级为二级。

#### 2.4.2.2 地表水环境

本项目陆上工程新增的工艺系统污水经滨州终端污水处理站进行除油预处理后，与新增的循环水系统排污水一起排入滨州临港化工产业园污水处理厂进一步集中处置后排入郝家沟。本项目陆上工程新增废水排放属于间接排放，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水评价等级为三级 B。

#### 2.4.2.3 地下水环境

##### a. 项目行业类别

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A “地下水环境影响评价行业分类表”，本工程陆上工程地下水环境影响评价项目类别





参照“F 石油、天然气-天然气、页岩气开采（含净化）-II 类”，地下水环境影响评价项目类别为报告书 II 类。

#### b. 环境敏感程度

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.4-7。

表 2.4-7 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

本项目陆上工程场地位于城镇开发边界内的集中建设区，不属于集中饮用水水源准保护区、不属于集中式饮用水水源地准保护区以外的补给径流区、不属于特殊地下水资源保护区以外的分布区、也无分散式居民饮用水水源分布，故其地下水环境敏感程度分级属于“不敏感”。

#### c. 评价工作等级

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.4-8。

表 2.4-8 评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I 类项目	II 类项目	III 类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

根据本项目陆上工程行业分类和地下水环境敏感程度，依据上表判定，本项目陆上工程地下水环境影响评价工作等级为“三级”。

#### 2.4.2.4 土壤环境

本项目陆上工程所在区域土壤类型有潮土、滨海盐土 2 个土类，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目陆上工程位于土



壤盐化地区，应分别按照土壤污染影响型和土壤生态影响型开展评价工作。

#### a. 污染影响型评价等级

##### 1) 项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 表中 A.1 土壤环境影响评价项目类别规定，本项目陆上工程属于“采矿业”中“天然气开采”项目，土壤环境影响评价项目类别为“Ⅱ类”。

##### 2) 占地规模

滨州终端现有工程占地\*\*hm<sup>2</sup>，新增占地\*\*hm<sup>2</sup>，本项目占地属于“中型”。

##### 3) 敏感程度

本项目陆上工程位于滨州临港化工产业园西南侧，终端周边主要为盐田、工业用地、道路及道路两侧植物、空闲地等，不涉及耕地、园地等敏感、较敏感土壤环境。因此，土壤敏感程度为不敏感。

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表 4 污染影响型评价工作等级划分表”，本项目土壤污染影响型环境影响评价等级为三级，具体见表 2.4-9。

表 2.4-9 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 评价等级		Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感性	敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
	较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
	不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

#### b. 生态影响型评价等级

##### 1) 项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 表中 A.1 土壤环境影响评价项目类别规定，本项目陆上工程属于“采矿业”中“天然气开采”项目，土壤环境影响评价项目类别为“Ⅱ类”。

##### 2) 敏感程度

本项目陆上工程占地位置前身及周边均为盐田，根据监测结果本项目位于土壤盐化敏感区。

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表 2



生态影响型评价工作等级划分表”，本项目陆上工程土壤生态影响型环境影响评价等级为二级，详见表 2.4-10。

表 2.4-10 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	占地规模	I类	II类	III类
敏感		一级	二级	三级
较敏感		二级	二级	三级
不敏感		二级	三级	-

#### 2.4.2.5 噪声

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），确定本项目陆上工程声环境影响评价工作等级，具体判断依据见表 2.4-11。

根据识别结果，本项目陆上工程声环境影响评价等级为三级。

表 2.4-11 声环境影响评价等级判定依据

导则规定	评价等级	判定依据		
		声环境功能区划	评价范围内声环境保护目标噪声级增量	受影响人口数量
	一级	0 类声环境功能区	$>5\text{dB(A)}$	显著增加
	二级	1 类、2 类地区	$\geq 3\text{dB(A)}$ , $\leq 5\text{dB(A)}$	增加较多
	三级	3 类、4 类地区	$< 3\text{dB(A)}$	变化不大
本项目情况		本项目声环境功能区为 GB3096 规定的 3 类地区	评价范围内无声环境保护目标	

#### 2.4.2.6 生态

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中关于生态影响评价工作等级划分的原则，本项目陆上工程不穿越生态敏感区，在生态敏感区内无永久、临时占地，运营期对生态环境基本无影响，综上本项目生态影响评价等级为三级。根据 HJ19-2022 中 6.1.8 条的规定，本项目陆上工程符合生态环境分区管控要求，在现有厂区北侧进行扩建，新增永久占地\*\*\*hm<sup>2</sup>；在一期占地范围内进行部分改扩建，综上本项目陆上工程生态影响评价等级为三级。

#### 2.4.2.7 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目陆上工程环境风险评价等级为二级（具体分析过程见 8.4 小节），见表 2.4-12。

表 2.4-12 环境风险评价工作等级划分

序号	工程内容	要素	环境风险潜势判定	环境风险评价等级
----	------	----	----------	----------



序号	工程内容		要素	环境风险潜势判定	环境风险评价等级
1	终端工程		大气	III	二
			地下水	III	二
2	陆上气液混输管道	1#截断阀-2#截断阀	大气	III	二
		2#截断阀-终端	大气	III	二

## 2.5 环境影响评价范围与评价重点

### 2.5.1 海上工程

#### 2.5.1.1 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）的要求，评价范围需根据工程特点、所在海域环境特征及周边海洋环境敏感目标分布等确定，覆盖工程建设可能影响到的全部海域。

本项目所在海区主流向为\*\*~\*\*，本项目海洋生态环境影响评价等级为 1 级，根据项目所在海区主流向以及工程设施所在位置，主流向方向约\*\*km，垂直于主流向方向约\*\*km 的矩形区域为项目的环境影响评价范围，评价范围为项目新建设施和依托设施外扩约 15km 海域，评价面积约为\*\*km<sup>2</sup>

本项目环境影响评价范围见图 2.5-1，评价范围四至坐标见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价范围拐点坐标

	经度 (E)	纬度 (N)
A	**	**
B	**	**
C	**	**
D	**	**

图 2.5-1 本项目正常生产情况下评价范围

#### 2.5.1.2 评价重点

根据本项目的特点，在对评价项目进行筛选的基础上，确定本次环境影响评价的评价重点包括：

- 钻井作业期间排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑对工程周围海水水质、沉积物、底栖生物和海洋生态的影响范围及程度；
- 海底管道/电缆挖沟掀起的悬浮物对工程周围海水水质、沉积物、底栖生



物和海洋生态的影响范围及程度；

- 环境影响回顾性分析与评价；
- 环境保护对策措施及合理性分析；
- 溢油事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境及渔业资源的潜在影响；
- 溢油风险事故防范对策及应急措施可行性分析。

## 2.5.2 陆上工程

### 2.5.2.1 评价范围

#### a. 大气环境

本项目陆上工程大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）规定，大气环境影响评价范围为以厂址为中心，边长为 5km 的矩形区域，详见图 2.5-2。

图 2.5-2 大气环境评价范围

#### b. 地下水环境

在综合考虑本项目陆上工程区域地质及水文地质条件、地形地貌特征、项目场地位置的基础上，为了说明地下水环境的基本状况，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），评价范围首先以“公式计算法”进行初步判定。

$$L=\alpha\times K\times I\times T/n_e$$

式中：L—下游迁移距离，m；

$\alpha$ —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，取 2；

K—渗透系数，m/d，根据《\*\*\*报告》，项目区渗透系数大约为\*\*~\*\*m/d，本次取\*\*m/d；

I—水力坡度，无量纲，通过地下水位监测数据绘制流场可计算评价区水力坡度最大值取 0.1‰；

T—质点迁移天数，取值\*\*d；

$n_e$ —有效孔隙度，粉土的有效孔隙率取\*\*。

经计算，本项目陆上工程下游迁移距离 L 初步确定为\*\*m，同时参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中“查表法”，结合本项目现有



滨州终端占地范围及新征占地，确定本项目陆上工程地下水环境影响评价范围为滨州终端厂界向下游外扩约 1.4km，向两侧外扩 0.7km 的矩形，即滨州终端周围 6km<sup>2</sup> 范围作为地下水环境影响评价范围，详见下图 2.5-3。

图 2.5-3 地下水调查评价范围

#### c. 土壤环境

##### 1) 污染影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，本项目陆上工程土壤污染影响型评价等级为三级，调查评价范围为终端占地范围内及占地范围外 0.05km 区域。土壤污染影响型环境评价范围见图 2.5-4。

##### 2) 生态影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，本项目陆上工程土壤生态影响型评价等级为二级，调查评价范围为终端占地范围内及占地范围外 2km 区域。土壤生态影响型环境评价范围见图 2.5-4。

图 2.5-4 土壤环境评价范围

#### d. 噪声

本项目陆上工程声环境影响评价工作等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中有关规定，施工期评价范围确定为施工场界外 200m，运营期评价范围确定为厂界外 200m。噪声评价范围见图 2.5-5。

图 2.5-5 噪声评价范围图

#### e. 生态

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目陆上工程生态影响评价范围为滨州终端厂界外扩 50m 的区域，评价范围面积为 60.31hm<sup>2</sup>。评价范围见图 2.5-6。

图 2.5-6 生态影响评价范围图

#### f. 环境风险

##### （1）大气环境风险评价范围

本项目陆上工程大气环境风险的评价范围为厂区边界外扩 5km 的区域，天然气气液混输管道大气环境风险评价范围为管道中心线两侧 200m 范围。

##### （2）地下水环境风险评价范围

本项目陆上工程地下水环境风险评价范围与地下水环境影响评价范围保持一致，具体见“地下水环境影响评价章节”。

#### 2.5.2.2 评价重点

根据本项目的特点和所在区域的环境特征，确定本项目陆上工程环境影响评价的重点为：

（1）项目施工期和运营期正常工况下废气、废水、噪声、固体废物处理处置措施的可行性及事故工况下环境风险防控措施的有效性分析；

（2）项目建设对周边环境空气、地下水、生态等环境要素的影响分析；

（3）分析项目污染源排放达标情况；

（4）运营期环境风险评价。



### 3 工程概况与工程分析

#### 3.1 工程概况

##### 3.1.1 项目名称及建设性质

建设项目名称为渤中 26-6 油田开发项目（二期），建设单位为中海石油（中国）有限公司天津分公司。

本项目主要新建工程设施包括 2 座无人井口平台（BZ26-6WHPC、BZ26-6WHPD）、6 条海底管道和 3 条海底电缆，并对滨州终端、BZ26-6CEPA、BZ34-2/4CEPA 平台等依托设施进行改造。项目属于新建海洋油（气）开发工程。

##### 3.1.2 地理位置

渤中 26-6 油田位于中国渤海中部海域，西距渤中 19-6 气田约\*\*km，东距渤中 34-2/4 油田约\*\*km，新建工程距岸最近距离约\*\*km，区域内平均水深约\*\*m。本项目地理位置见图 3.1-1，主要新建及依托设施坐标见表 3.1-1。

图 3.1-1 渤中 26-6 油田开发项目（二期）位置示意图

表 3.1-1 本项目新建及依托平台位置

	设施			经度（E）	纬度（N）
新建设施	新建平台	BZ26-6WHPC 平台		**	**
		BZ26-6WHPD 平台		**	**
	新建海底管道	BZ26-6WHPD 与 BZ26-6WHPC 间混输管道及注气管道	起点	**	**
			终点	**	**
		BZ26-6WHPC 与 BZ26-6CEPA 间混输管道及注气管道	起点	**	**
			终点	**	**
		BZ19-2CEPE 至 BZ26-6CEPACO <sub>2</sub> 输送管道	起点	**	**
			终点	**	**
		BZ34-2/4CEPA 至 KL3-2CEPA 输油管道	起点	**	**
			终点	**	**
	新建海底电缆	BZ26-6CEPA 至 BZ26-6WHPC 电缆	起点	**	**
			终点	**	**
		BZ26-6WHPC 至 BZ26-6WHPD 电缆	起点	**	**
			终点	**	**
		BZ34-1EPP 至 BZ26-6CEPA 电缆	起点	**	**
			终点	**	**
依托设施	BZ26-6CEPA 平台			**	**
	BZ34-2/4CEPA 平台			**	**
	BZ34-1EPP 平台			**	**
	BZ19-2CEPE 平台			**	**
	KL3-2CEPA 平台			**	**



### 3.1.3 建设内容及规模

本项目计划新建 2 座无人井口平台 BZ26-6WHPC、BZ26-6WHPD，BZ26-6WHPC、BZ26-6WHPD 各设置 40 个井槽，采用钻井平台进行钻完井作业。铺设 1 条从新建 BZ26-6WHPD 平台至新建 BZ26-6WHPC 平台 16"长约\*\*km 的海底混输管道、1 条从新建 BZ26-6WHPC 至已建 BZ26-6CEPA 平台 20"长约\*\*km 的海底混输管道、1 条从 BZ26-6CEPA 平台至新建 BZ26-6WHPC 平台 8"长约\*\*km 的海底注气管道、1 条从新建 BZ26-6WHPC 至新建 BZ26-6WHPD 平台 8"长约\*\*km 的海底注气管道、1 条从已建 BZ34-1 EPP 到已建 BZ26-6 CEPA 的长约\*\*km 的海底注气管道、1 条从已建 BZ26-6 CEPA 至新建 BZ26-6 WHPC 长约\*\*km 海底电缆、1 条新建 BZ26-6WHPC 至新建 BZ26-6WHPD 平台长约\*\*km 海底电缆、1 条从已建 BZ19-2CEPE 至已建 BZ26-6CEPA 平台长约\*\*km 海底 CO<sub>2</sub> 输送管道、1 条从已建 BZ34-2/4CEPA 至已建 KL3-2CEPA 平台长约\*\*km 的海底输油输送管道（复线）。本项目还将对依托的 BZ26-6CEPA、BZ34-2/4CEPA、BZ34-1EPP、BZ19-2CEPE、KL3-2CEPA 平台和滨州终端进行改造。

本项目高峰年产油量 $^{**}\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ （2029 年），工程投资约\*\*万元，计划于\*\*年\*\*月投产。本项目基础数据见表 3.1-2。

表 3.1-2 项目基础数据

项目名称	渤中 26-6 油田开发项目（二期）
最大年产油	$^{**}\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ （2029 年）
最大年产水	$^{**}\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ （2042 年、2043 年）
最大年产气	$^{**}\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ （2041 年）
开发方式	新建 2 座井口平台 BZ26-6WHPC、BZ26-6WHPD，先期注气开发（2026-2040 年）；后期衰竭开发（2041-2054 年）；项目合格原油输送至东营原油终端储存、外输；天然气部分回注、部分送滨州终端处理；生产水全部回注地层，无排放。
新建设施	<p><b>平台：</b> 新建 2 座井口平台 BZ26-6WHPC、BZ26-6WHPD。 BZ26-6WHPC、BZ26-6WHPD 各设置 40 个井槽，均采用钻井平台进行钻完井、修井等作业。BZ26-6WHPC 初期钻井**口，预留井槽**个，BZ26-6WHPD 初期钻井**口，预留井槽**个。</p> <p><b>管缆：</b> 新建 1 条 16"长约**km 从新建 BZ26-6WHPD 平台至新建 BZ26-6WHPC 平台的海底混输管道； 新建 1 条 20"长约**km 从新建 BZ26-6WHPC 平台至已建 BZ26-6CEPA 平台的海底混输管道； 新建 1 条 8"长约**km 从已建 BZ26-6CEPA 平台至新建 BZ26-6WHPC 平台的</p>



	海底注气管道； 新建 1 条 8"长约**km 从新建 BZ26-6WHPC 平台至新建 BZ26-6WHPD 平台的海底注气管道； 新建 1 条长约**km 从已建 BZ34-1 EPP 平台到已建 BZ26-6 CEPA 平台的海底电缆； 新建 1 条长约**km 从已建 BZ26-6 CEPA 平台至新建 BZ26-6 WHPC 平台的海底电缆； 新建 1 条长约**km 从新建 BZ26-6 WHPC 平台至新建 BZ26-6WHPD 平台的海底电缆； 新建 1 条长约**km 从已建 BZ19-2 CEPE 平台至已建 BZ26-6 CEPA 平台的海底 CO <sub>2</sub> 输送管道； 新建 1 条长约**km 从已建 BZ34-2/4 CEPA 平台至已建 KL3-2CEPA 平台的海底原油输送管道（复线）。		
	平台	BZ26-6CEPA 平台利用剩余井槽实施 9 口井（6 口采油井、3 口注气井），主要改造为新增注气压缩机、低压生产测试管汇、段塞流捕集器等。 BZ34-2/4 CEPA 平台主要改造为新增生产水处理系统等。 BZ19-6 CEPA 平台主要改造为新增湿气压缩机橇、湿气压缩机后冷却器等。 KL3-2 CEPA 平台主要改造为新增外输泵等。 BZ34-1EPP 平台主要改造为新增接线箱、对电气系统、开关柜改造等。 BZ19-2CEPE 平台主要改造为新增清管球发射器橇及相应设备等。	
改造工程	陆上滨州终端	前期工程 （2026 年投产）	（1）改造现有天然气处理系统，增加旁通流程，最大处理能力扩容至**万方/天； （2）新建脱酸装置 1 套，CO <sub>2</sub> 脱除能力**万方/天，操作弹性为 50~125%，扩建后最大处理能力**万方/天； （3）新建 CO <sub>2</sub> 回收利用及返输装置 1 套，最大处理能力**万方/天。
		后期工程 （2035 年投产）	（1）新建 1 套天然气处理装置，最大处理能力**万方/天，扩建后处理能力为**万方/天； （2）新建 1 套 CO <sub>2</sub> 回收利用及返输装置，最大处理能力**万方/天，扩建后处理能力为**万方/天； （3）新建 1 套脱盐水装置，设计规模为*t/h，扩建后设计规模为*t/h； （4）扩建现有循环水系统，扩建规模**m <sup>3</sup> /h，扩建后设计规模为**m <sup>3</sup> /h。
设计年限	新建平台、新建 BZ19-2CEPE 平台至 BZ26-6 CEPA 平台 CO <sub>2</sub> 管道和 BZ34-2/4 CEPA 平台至 KL3-2 CEPA 平台输油管道设计年限为**年、其他新建设施设计年限为**年		
工程投资 （不含税）	**万元		

### 3.1.4 工程开发方案

新建 2 座无人井口平台 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD，均不设油气处理设施，布置 40 井槽，采用钻井平台进行钻完井、修井等。新建 6 条海底管道和 3 条海底电缆，并对 BZ26-6CEPA、BZ34-2/4CEPA、BZ34-1EPP、BZ19-2 CEPE、





KL3-2CEPA 平台和滨州终端等依托设施进行改造。

新建 BZ26-6 WHPD 平台生产物流通过新建海底管道送至 BZ26-6 WHPC 平台，与新建 BZ26-6 WHPC 平台所产物流汇合后输往 BZ26-6 CEPA 平台处理。BZ26-6 CEPA 平台上油处理到饱和蒸汽压合格含水外输至现有 BZ34-2/4 CEPA 平台，处理合格后外输至现有 KL3-2 CEPA 平台，通过 KL3-2 CEPA 平台上岸管线输送到东营终端。在 BZ34-2/4 CEPA 平台上处理合格的生产水在渤中 34-2/4 油田回注。BZ26-6 CEPA 平台处理合格的伴生气一部分与引自 BZ19-2 CEPE 平台的 CO<sub>2</sub> 混合，通过新建注气管道输送至 BZ26-6 WHPC 平台和 BZ26-6 WHPD 平台供注气和气举使用；剩余伴生气经 BZ19-6 CEPA 平台（越站）外输至滨州终端处理。本项目依托渤中-垦利岸电，新建 1 条从 BZ34-1 EPP 平台到 BZ26-6 CEPA 平台电缆，新建 2 条电缆由 BZ26-6 CEPA 平台为 BZ26-6 WHPC 平台和 BZ26-6 WHPD 平台供电。

物流走向见图 3.1-2。开发方案见图 3.1-3。



图 3.1-2 物流走向图

图 3.1-3 开发方案示意图



## 3.1.5 生产物流特性

表 3.1-3 原油物性表

井号	密度 t/m <sup>3</sup>		粘度 mPa·s		含硫 %	含蜡 %	胶质 %	沥青质 %	含水 %	凝固点 °C	初馏点 °C
	20°C	50°C	20°C	50°C							
BZ26-6-4											

表 3.1-4 天然气物性表

井号	天然气相对密度	天然气组分										
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮气	二氧化碳	合计
		%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
BZ26-6-4												

## 3.1.6 生产预测数据

本项目生产预测数据见表 3.1-5。本项目投产后最高日产油量\*\*m<sup>3</sup>/d（2029 年），最高日产气量\*\*×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d（2041 年）；最高年产油量\*\*×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a（2029 年），最高年产气量\*\*×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>/a（2041 年）。本项目所产天然气先期（2026 年至 2040 年）约 34%~78%在新建平台注气井进行回注，剩余部分经 BZ19-6CEPA 平台输送至滨州终端，后期（2041 年至 2054 年）全部产气输送至滨州终端。

表 3.1-5 本项目生产预测数据表

日期	日均产量			年产量		
	油	水	气	油	水	气
	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a
2026						
2027						
2028						
2029						
2030						
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
2036						
2037						
2038						
2039						
2040						
2041						
2042						
2043						
2044						
2045						
2046						



日期	日均产量			年产量		
	油	水	气	油	水	气
	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /a
2047						
2048						
2049						
2050						
2051						
2052						
2053						
2054						

### 3.2 海上工程概况及工程分析

#### 3.2.1 工程概况

本项目海上工程新建 2 座无人井口平台 BZ26-6WHPC 和 BZ26-6WHPD, 新铺 6 条海底管道和 3 条海底电缆。

BZ26-6WHPD 生产物流输送至 BZ26-6 WHPC 平台, 与 BZ26-6WHPC 所产物流汇合后输往 BZ26-6 CEPA 处理。BZ26-6CEPA 平台上油处理到饱和蒸汽压合格含水外输至 BZ34-2/4CEPA, 处理合格后外输至 KL3-2 CEPA 平台, 通过 KL3-2 CEPA 上岸管线输送到东营终端。在 BZ34-2/4CEPA 平台上处理合格的生产水在渤中 34-2/4 油田等回注。BZ26-6CEPA 处理合格的伴生气一部分与引自 BZ19-2 CEPE 平台的 CO<sub>2</sub> 混合, 通过新建注气管道输送至 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD 平台供注气和气举使用; 剩余伴生气经 BZ19-6 CEPA 平台(越站)外输至滨州终端处理。本项目依托渤中-垦利岸电, 新建 1 条从 BZ34-1EPP 平台到 BZ26-6CEPA 平台电缆, 新建 2 条电缆由 BZ26-6 CEPA 为 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD 供电。

新建和改造设施如下:

新建 2 座井口平台 BZ26-6 WHPC、BZ26-6 WHPD

新建一条\*\*km, 16" /22" BZ26-6 WHPD 至 BZ26-6 WHPC 平台混输管道

新建一条\*\*km, 20" /24" BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 CEPA 平台混输管道

新建一条\*\*km, 8" BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6WHPC 平台注气管道

新建一条\*\*km, 8" BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6WHPD 平台注气管道

新建一条\*\*km, BZ34-1 EPP 到 BZ26-6 CEPA 平台海底电缆

新建一条\*\*km, BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6 WHPC 平台海底电缆

新建一条\*\*km, BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 平台海底电缆

新建一条\*\*km, BZ19-2 CEPE 至 BZ26-6 CEPA 平台 CO<sub>2</sub> 输送管道

新建一条\*\*km, 14" /20" BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2CEPA 平台原油输送管道（复线）

BZ26-6 CEPA、BZ34-2/4 CEPA、BZ19-6 CEPA、BZ34-1EPP、KL3-2 CEPA 平台、滨州终端改造。

### 3.2.2 工程组成

#### 3.2.2.1 新建工程

##### a. BZ26-6WHPC 平台

BZ26-6 WHPC 平台为 4 腿导管架无人驻守井口平台。导管架工作点间距为 20m×20m。平台设有 40 个井槽，井槽排列为 4（列）×5（行）+4（列）×5（行），南北两侧井口区对称布置于 A/B 轴外侧，1 轴和 2 轴之间，井槽间距为 2.3m×2.3m。采用钻井平台进行钻完井及修井作业。平台分为上层甲板和下层甲板，其上主要布置了油气计量设施、开闭排系统、海水系统、消防系统以及电气房间等。

新建 BZ26-6 WHPC 平台立面示意图 3.2-1。

图 3.2-1 BZ26-6 WHPC 平台立面图（南向）

##### 1) 上层甲板

上层甲板尺寸为 36.3m×45.8m，标高 EL.(+)20.5m。

甲板自西向东主要布置了柴油罐、压力平衡管汇、气举管汇、多相流量计、置换泵、置换泵滤器等设备。在平台北侧、南侧的 1 轴甲板边缘处各布置了一台电动吊机。在 2 轴西侧 A、B 轴之间布置了操作台，主要布置了多路阀、吊机休息臂等。平台设有冷放空臂，布置在上层甲板东侧 A、B 轴之间。上层甲板平面布置示意图见图 3.2-2。

##### 2) 夹层甲板

夹层甲板分两部分，西侧为非危险区，主要布置了中控设备间、主开关间、电池间等房间。东侧为危险区，主要布置了井口控制盘、清管球接收/发射器、CO<sub>2</sub> 气瓶等设备。

##### 3) 下层甲板

下层甲板尺寸为 37.8m×44.8m，标高为 EL.(+)12.5m。

在 1 轴东侧布置了 H60 墙，将危险区和非危险区分隔开，H60 墙西侧为非



危险区，主要布置了淡水罐、饮用水泵、海水提升泵、电动消防泵、自动反冲洗滤器、电动绞车等设备及电气房间等，房间主要布置了主变压器间、应急开关间、应急发电机间、柴油消防泵间、环保厕所。H60 墙东侧为危险区主要布置了闭排系统、开排系统、井用泵、注气管汇、清管球接收/发射器等设备。

夹层甲板和下层甲板平面布置图见图 3.2-3 和图 3.2-4。

图 3.2-2 BZ26-6 WHPC 上层甲板平面布置图

图 3.2-3 BZ26-6 WHPC 夹层甲板平面布置图

图 3.2-4 BZ26-6 WHPC 下层甲板平面布置图

#### b. BZ26-6WHPD 平台

BZ26-6 WHPD 平台为 4 腿导管架无人驻守井口平台。导管架工作点间距为  $20\text{m} \times 20\text{m}$ 。平台设有 40 个井槽，井槽排列为 4（列） $\times$ 5（行）+4（列） $\times$ 5（行），南北两侧井口区对称布置于 A/B 轴外侧，1 轴和 2 轴之间，井槽间距为  $2.3\text{m} \times 2.3\text{m}$ 。平台分为上层甲板和下层甲板，其上主要布置了油气计量设施、开闭排系统、海水系统、消防系统以及电气房间等。新建 BZ26-6 WHPD 平台较 BZ26-6 WHPC 平台多一套水源井水系统，上层甲板和夹层甲板布置略有差异。其他各系统设置与 BZ26-6 WHPC 平台一致。

新建 BZ26-6 WHPD 平台立面示意图见图 3.2-5。上层甲板、夹层甲板和下层甲板平面布置示意图见图 3.2-6、图 3.2-7 和图 3.2-8。



图 3.2-5 BZ26-6 WHPD 平台立面图（南向）

图 3.2-6 BZ26-6 WHPD 上层甲板示意图

图 3.2-7 BZ26-6 WHPD 夹层甲板示意图

图 3.2-8 BZ26-6 WHPD 下层甲板示意图

## c. 新建海底管道

本项目新建 6 条海底管道，新建混输和输油管道采用双层保温管结构形式，新建注气管道及 CO<sub>2</sub> 管道采用单层管结构型式。新建海底管道基础参数见表 3.2-1。

表 3.2-1 新建海底管道基础数据表

管道	BZ26-6 WHPD 至 BZ26-6 WHPC 混输管道	BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 CEPA 混输管道	BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6 WHPC 注气管道	BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 注气管道	BZ19-2 至 BZ26-6 CEPA CO <sub>2</sub> 管道	BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 输油管道
管道形式	双层管	双层管	单层管	单层管	单层管	双层管
内管/外管管径 (in)						
管长 (km)						
设计压力 (MPa)						
设计温度						



(°C)						
腐蚀 裕量(mm)						
设计年限 (年)						
输送介质						
外管直径 (mm)						

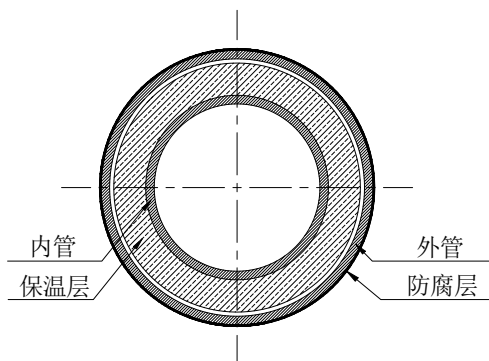


图 3.2-9 双层保温管结构型式

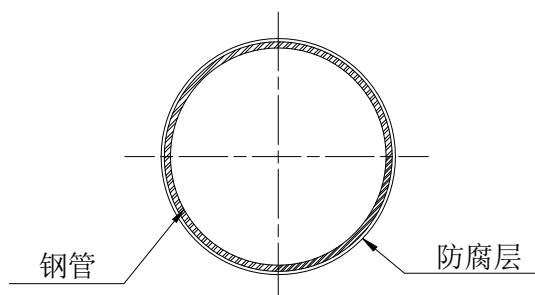


图 3.2-10 单层管结构型式

#### d. 新建海底电缆

本项目新建 3 条海底电缆，具体参数见表 3.2-2。

表 3.2-2 新建海底电缆基础数据

序号	电缆	长度 (km)	等级、材质
1	BZ34-1EPP 至 BZ26-6CEPA 海底电缆		
2	BZ26-6CEPA 至 BZ26-6WHPC 海底电缆		
3	BZ26-6WHPC 至 BZ26-6WHPD 海底电缆		

### 3.2.3 工艺流程

#### 3.2.3.1 新建 BZ26-6WHPC/BZ26-6WHPD 平台

BZ26-6WHPC/BZ26-6WHPD 主要功能：计量、外输、注气、气举，均不设

油气处理设施。工艺流程中包含多路阀、压力平衡管汇、气举管汇、多相流量计和气举加热器等。BZ26-6 WHPD 生产物流输送至 BZ26-6 WHPC 平台，与 BZ26-6 WHPC 所产物流汇合后输往 BZ26-6 CEPA 处理。BZ26-6 CEPA 处理合格的伴生气与引自 BZ19-2 CEPE 的 CO<sub>2</sub> 混合增压后通过新建管道输送至 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD。BZ26-6WHPC/BZ26-6WHPD 平台的气举气随着注气海管一起由 BZ26-6 CEPA 输送过来，节流后通过气举管汇进行气举。BZ26-6 WHPC 平台前期\*\*口采油井、\*\*口注气井，后期\*\*口注气井转为采油井，BZ26-6 WHPD 平台前期\*\*口采油井、\*\*口注气井、\*口水源井，后期\*\*口注气井转采油井，注气井按照双流程（油井、注气井）设计。

图 3.2-11 BZ26-6WHPC 工艺流程图

图 3.2-12 BZ26-6WHPD 工艺流程图

### 3.2.3.2 依托平台 BZ26-6CEPA

本项目所产物流全液送至 BZ26-6CEPA，在 BZ26-6CEPA 平台上进行气液分离，分离出的饱和蒸汽压合格含水的原油外输至 BZ34-2/4CEPA；BZ26-6CEPA 平台上处理合格的伴生气一部分回注，一部分输送至滨州终端。

BZ26-6WHPC 物流进入 BZ26-6CEPA 段塞流捕集器，分别经高压生产分离器、中压分离器、低压分离器分离后，液相进入一级闪蒸分离器进一步处理。一级闪蒸分离器分出的液相经加热后，去二级闪蒸分离器处理成饱和蒸汽压合格的含水原油输往 BZ34-2/4CEPA 平台。一、二级闪蒸分离器、低压分离器、中压分离器出来的气经过增压后和高压生产分离器分离出的气相进入三甘醇系统脱水，脱水后的干气进入注气压缩系统增压后回注或外输。

图 3.2-13 BZ26-6CEPA 平台油气工艺系统流程图

图 3.2-14 BZ26-6CEPA 平台天然气处理工艺系统流程图

### 3.2.3.3 依托平台 BZ34-2/4 CEPA

本项目产液经 BZ26-6CEPA 平台处理后送至已建 BZ34-2/4CEPA 平台进行



分离处理，处理后合格原油输往东营原油终端，分出的生产水经处理达标后全部回注地层。

### （1）生产工艺流程

本项目产液到达 BZ34-2/4CEPA 平台后，与一期项目物流进入新增生产分离器进行分离。分离出的原油与已建 BZ34-2/4CEPA 平台处理后原油一同进入原油外输缓冲罐，经过原油外输泵增压外输至东营原油终端，分离出的含油生产水去生产水处理系统。本项目产液在 BZ34-2/4CEPA 平台的处理流程示意图 3.2-15。

### （2）生产水处理系统

BZ34-2/4CEPA 平台设有一套“斜板除油器+溶气气浮+核桃壳过滤器+双介质过滤器”的生产水处理流程。BZ34-2/4CEPA 注水经过双介质过滤器处理至含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ，粒径中值 $\leq 3\mu\text{m}$ 后经增压回注地层。BZ34-2/4CEPA 平台处理达标的生产水全部回注地层，不排海。

本次在 BZ34-2/4CEPA 平台新增一套生产水系统（处理能力为  $3600\text{m}^3/\text{d}$ ），BZ34-2/4CEPA 平台生产水处理/回注流程示意图 3.2-16。





图 3.2-15 本项目产液在 BZ34-2/4CEPA 平台处理流程示意图

图 3.2-16 BZ34-2/4CEPA 平台生产水处理/回注流程示意图



### 3.2.4 依托设施校核及改造

#### 3.2.4.1 依托设施概况

本项目依托现有工程设施进行开发。依托 BZ26-6CEPA 平台进行气液分离和天然气脱水、增压，依托 BZ34-2/4CEPA 平台对原油进行脱水，对生产水处理达标后回注地层。依托 BZ26-6CEPA 至 BZ34-2/4CEPA 平台混输管道输送物流；依托 BZ34-2/4CEPA 至 KL3-2CEPA 输油管道、KL3-2CEPA 平台至东营原油终端两条并行的输油管道进行原油外输；依托东营原油终端进行原油的处理、储存和外运；依托 BZ26-6CEPA 至 BZ19-6CEPA 干气管道、BZ19-6CEPA 至滨州终端的输气管道进行伴生气的输送；依托滨州终端进行天然气的处理；依托 BZ34-1EPP 平台接入岸电；依托设施概况见表 3.2-3。

表 3.2-3 主要依托设施概况

设施	基本概况	依托功能
BZ26-6CEPA 平台		本项目物流在该平台进行气液分离，处理为干气和饱和蒸汽压下合格原油。
BZ34-2/4CEPA 平台		本项目含水原油在该平台处理为合格原油，生产水在该平台处理达标后回注地层。
KL3-2CEPA 平台		本项目的合格原油经该平台越站外输。
BZ19-6CEPA 平台		处理的干气经该平台越站外输。
BZ19-2CEPE 平台		新建 1 条从 BZ19-2CEPE 平台到 BZ26-6CEPA 平台 CO <sub>2</sub> 输送管道，越站输送 CO <sub>2</sub> 。
BZ34-1EPP 平台		本项目电力引自该平台。
东营原油终端		前期合格原油经东营原油终端储存、外输。后期原油掺水输送至东营原油终端，经处理、储存、外输。
滨州终端		天然气在滨州终端进行处理、储存、外输。

表 3.2-4 主要依托管道概况

序号	管道名称	输送介质	管长 (km)	管径 (in)	设计压力 (kPaA)	设计温度 (°C)	投产时间	设计年限
1	BZ26-6CEPA 至 BZ19-6CEPA 干气	气						



	管道							
2	BZ19-6CEPA 至滨州终端输气管道	气						
3	BZ26-6CEPA 至 BZ34-2/4CEPA 混输管道	油、水						
4	BZ34-2/4CEPA 至 KL3-2CEPA 输油管道	油、水						
5	KL3-2CEPA 至东营终端输油管道（老线）	油、水						
6	KL3-2CEPA 至东营终端输油管道（新线）	油、水						
7	滨州终端至 BZ19-2CEPE CO <sub>2</sub> 海底管道	CO <sub>2</sub>						
8	BZ34-2/4CEPA 至 BZ34-1WHPD 注水管道	水						

#### 3.2.4.2 依托设施改造

##### a. BZ26-6 CEPA 平台

本项目将对 BZ26-6 CEPA 进行适应性改造，主要包括新增注气压缩机、低压生产测试管汇、段塞流捕集器等设备，主要改造见表 3.2-5。

表 3.2-5 BZ26-6 CEPA 主要改造一览表

甲板	主要改造内容
上层甲板	
中层甲板	
下层甲板	

图 3.2-17 BZ26-6CEPA 平台上层甲板改造示意图

图 3.2-18 BZ26-6CEPA 平台中层甲板改造示意图

图 3.2-19 BZ26-6CEPA 平台下层甲板改造示意图

##### b. BZ34-2/4CEPA 平台

本项目在 BZ34-2/4CEPA 平台的改造主要是新增一套生产水系统（处理能力



为 3600m<sup>3</sup>/d），主要包括生产水增压泵、CFC 聚结除油器、核桃壳过滤器和双介质过滤器等。具体见下表。

表 3.2-6 BZ34-2/4CEPA 平台主要改造一览表

甲板	主要改造内容
上层甲板	
中层甲板	
下层甲板	
工作甲板	

图 3.2-19 BZ34-2/4CEPA 平台改造布置（上层甲板）

图 3.2-21 BZ34-2/4CEPA 平台改造布置（中层甲板）

图 3.2-22 BZ34-2/4CEPA 平台改造布置（下层甲板）

图 3.2-23 BZ34-2/4CEPA 平台工作甲板改造示意图

#### c. BZ19-6 CEPA 平台

本项目所产伴生气输送至 BZ19-6 CEPA 平台进行越站外输。BZ19-6 CEPA 平台上层甲板原预留位置新增湿气压缩机橇、湿气压缩机后冷却器橇、湿气压缩机入口洗涤橇。

#### d. KL3-2 CEPA 平台

本项目所产原油经 KL3-2 CEPA 平台越站输送，主要是新增原油外输泵、原油外输泵过滤器和清管球接收器橇及相应的电气系统改造。

#### e. BZ34-1 EPP 平台

本项目依托 BZ34-1EPP 平台通过新建海底电缆为新建平台供电，主要是在 BZ34-1EPP 平台上新增海缆接线箱，并对开关柜、综合自动化系统等进行适应性改造。

#### f. BZ19-2CEPE 平台

BZ19-2CEPE 平台工作甲板原预留位置新增清管球发射器橇及相应设备。



## 3.2.4.3 依托设施能力校核

## a. BZ26-6CEPA 平台

新建 BZ26-6WHPC/D 产液通过新建管道输送到 BZ26-6CEPA 平台，在 BZ26-6CEPA 平台经生产分离器和天然气处理系统处理成饱和蒸汽压下合格含水原油和干气。经校核，满足本项目需要。

表 3.2-7 BZ26-6CEPA 平台处理能力校核

BZ26-6CEPA 平台	处理能力 (m <sup>3</sup> /d)	本项目投产后最大处理量 (m <sup>3</sup> /d)	依托可行性
生产分离系统			可行
天然气处理系统			可行

## b. BZ34-2/4CEPA 平台

BZ26-6CEPA 平台的原油（饱和蒸汽压下合格含水）输送到 BZ34-2/4CEPA 平台，在 BZ34-2/4CEPA 平台与渤中 26-6 油田开发项目（一期）物流依托一期建设的生产分离器进行分离。分离出的合格原油输送到 KL3-2CEPA，输送到东营终端。分离出的含油生产水，经 BZ34-2/4CEPA 平台生产水处理系统和注水系统处理合格后，回注地层。

本项目在 BZ34-2/4CEPA 平台新增一套生产水处理系统(能力为 3600m<sup>3</sup>/d)，新增后生产水处理系统能力为 11520m<sup>3</sup>/d，经校核 BZ34-2/4CEPA 平台生产分离器、生产水处理系统、注水系统均满足本项目的需要。校核结果见表 3.2-8。

表 3.2-8 改造后 BZ34-2/4CEPA 平台处理能力校核

BZ34-2/4CEPA 平台	处理能力 (m <sup>3</sup> /d)	本项目投产后最大处理量 (m <sup>3</sup> /d)	依托可行性
生产分离系统（针对 BZ26-6CEPA 来液的分离器）			可行
生产水处理系统			可行
注水系统			可行

## 3.2.4.4 依托海底管道校核

对 8 条依托海管进行校核，均满足本项目的要求，见表 3.2-9。

表 3.2-9 依托海底管道校核表

序号	管道名称	输送介质	管长 (km)	管径 (in)	设计压力 (kPaA)	设计温度 (°C)	操作压力 (kPaA)	操作温度 (°C)	校核结果
1	BZ26-6CEPA 至 BZ19-6CEPA	气							满足





	干气管道								
2	BZ19-6CEPA 至滨州终端输 气管道	气							满足
3	BZ26-6CEPA 至 BZ34-2/4CEPA 混输管道	油、 水							满足
4	BZ34-2/4CEPA 至 KL3-2CEPA 输油管道	油、 水							满足
5	KL3-2CEPA 至 东营原油终端 输油管道（老 线）	油、 水							满足
6	KL3-2CEPA 至 东营原油终端 输油管道（新 线）	油、 水							满足
7	滨州终端至 BZ19-2CEPE CO <sub>2</sub> 海底管道	CO <sub>2</sub>							满足
8	BZ34-2/4CEPA 至 BZ34-1WHPD 注水管道	水							满足

### 3.2.4.5 依托东营原油终端

渤中 26-6 油田所产原油在 BZ26-6CEPA 平台和 BZ34-2/4CEPA 平台处理后，合格原油输送至东营原油终端储存外输。

东营原油终端主要处理来自渤中垦利区域海上油田所产的稳定原油，海上原油处理合格后通过海底管道输送上岸，当后期油田产量递减不能满足海管最小输量时，掺水输送上岸。东营原油终端的主要功能是将上岸原油加热中转至库区；含水原油上岸时，终端的主要功能是将海上来油处理为合格原油后输往库区。

东营原油终端一期于 2013 年建成，二期在 2023 年建成，一期、二期原油处理规模均为  $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，合计处理能力  $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，污水处理设计规模为  $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。终端总罐容为  $50 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，其中租赁炼化库区 5 座储罐，4 座  $5 \times 10^4 \text{ m}^3$  储罐，1 座  $10 \times 10^4 \text{ m}^3$  储罐，罐容为  $30 \times 10^4 \text{ m}^3$ ；租赁商储库区 2 座  $10 \times 10^4 \text{ m}^3$  储罐，库容为  $20 \times 10^4 \text{ m}^3$ ；炼化库区和商储库区通过原油管线连接。

本项目投产后，2026-2038 年为合格原油输往终端，海管来油进流量计计量



后直接输送至库区储罐。项目最大进站油量为\*\*m<sup>3</sup>/d，建设单位将根据进站油量和销售情况调整储罐租赁策略，商储库区可租赁储罐为 10 座，总容积为\*\*×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，可以满足本项目高峰时原油周转依托需求。

2039 年开始 KL3-2CEPA 至东营原油终端输油管道（新线）原油掺水上岸，最大上岸液量为\*\*m<sup>3</sup>/d，未超过终端设计处理能力\*\*m<sup>3</sup>/d，最大上岸水量为\*\*m<sup>3</sup>/d，未超过终端处理能力\*\*m<sup>3</sup>/d，东营原油终端能够满足本项目接入需求。

### 3.2.5 施工和建设方案

#### 3.2.5.1 项目施工作业内容

本项目海上工程建设阶段的施工作业内容主要包括钻完井作业、平台导管架及上部组块安装、海底管道/电缆铺设、依托平台改造等，施工作业计划见表 3.5-1。本项目使用的各类施工船舶应满足工程能力要求，可能会根据实际情况选择同等类型船舶。

表 3.5-1 项目施工作业计划

作业内容		作业期 (d)	作业人数 (人)	施工设备
钻井作业	BZ26-6WHPC			
	BZ26-6WHPD			
导管架安装	BZ26-6WHPC			
	BZ26-6WHPD			
上部组块安装	BZ26-6WHPC			
	BZ26-6WHPD			
海底管道铺设				
海底电缆铺设				
依托平台改造				
海上连接及调试				

#### 3.2.5.2 平台导管架安装

BZ26-6WHPC/D 平台导管架和组块在陆地建造，驳船运输至指定海域，计划采用浮吊船进行吊装下水就位。

本项目对已建 BZ34-2/4CEPA 平台和 BZ26-6CEPA 平台等的改造计划采用浮吊船辅助安装。



### 3.2.5.3 钻完井方案

#### a. 钻井设备和钻修井方式

本项目采用自升式钻井平台进行钻井、完井及修井作业，采用批钻钻井。BZ26-6WHPC 平台使用 2 艘钻井平台在双侧井口同步钻井，先期计划每 2-5 口井为一批。BZ26-6WHPD 平台使用 1 艘钻井平台钻井，先期计划每 2-6 口井为一批。其余后期井计划单钻。

#### b. 井槽排列及间距

BZ26-6WHPC/D 均采用双井口区布设，井槽设计均为  $4 \times 5 + 4 \times 5$ ，每个平台共计 40 个井槽。井槽间距  $2.3\text{m} \times 2.3\text{m}$ 。BZ26-6WHPC 初期开发井\*\*口（其中\*\*口采油井；\*\*口注气井，后期转为采油井），预留\*\*个井槽；BZ26-6WHPD 初期开发井\*\*口（其中\*\*口采油井；\*口注气井，后期转为采油井；\*口水源井），预留\*\*个井槽。

图 3.2-23 BZ26-6WHPC/D 井槽布置图

#### c. 井身结构及套管程序

BZ26-6WHPC 平台实施\*\*口大斜度井，总进尺\*\*m，平均井深\*\*m。BZ26-6WHPD 平台实施\*\*口大斜度井及水平井，总井深\*\*m，平均井深\*\*m；1 口水源井为直井，井深\*\*m。本项目油井及注气井采用四开（8-1/2"完钻）和五开（6"完钻），水源井采用两开。

表 3.2-10 井身结构一览表

平台	井型	平均井深 (m)	钻头尺寸	套管程序	井数	井号
BZ26-6 WHPC 平台						



平台	井型	平均井深 (m)	钻头尺寸	套管程序	井数	井号
BZ26-6 WHPD 平台						

备注：具体井身结构可能根据实际情况有所调整。

图 3.2-24 典型井井身结构示意图

#### d. 钻井液体系

本项目各井段钻井液体系是在分析本油田探井及周边油田钻井液体系使用情况基础上，根据地层岩性、井底温度和压力确定，以达到防塌、防漏、防水化膨胀、防卡及安全、快速钻进和保护好油气层、保护好环境的要求。

BZ26-6WHPD 平台\*口井在\*\*井段计划使用合成基钻井液。除此之外，非储层段计划采用海水膨润土浆/环保型水基钻井液进行钻进，储层段计划采用高温无粘土相水基钻井液进行钻进。各井段钻井液体系见表 3.2-11。

表 3.2-11 本项目不同井段采用的钻井液

类别	井眼尺寸(in)	钻井液类型（中文）	密度(g/cm <sup>3</sup> )	粘度(s)
四开钻井液体系	20			
	16			
	12-1/4			
	12-1/4 <sup>a</sup>			
	8-1/2			
五开钻井液体系	26			
	16			
	12-1/4			
	8-1/2			
	6			
水源井	16			
	12-1/4			

备注：a：BZ26-6WHPD 平台两口井在 12-1/4 井段使用合成基钻井液。具体钻井液可能根据实际情况有所调整。

#### 3.2.5.4 管道/电缆施工

本项目管道全程采用后挖沟方式埋设。海底管道常规埋设段底宽\*米，顶宽\*m，挖沟深度保证管道顶部距海床表面为\*m，自然回填（BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 干气海管和 BZ26-6CEPA 至 BZ26-6 WHPC 干气管道采用人工回填）；穿越航线或水道时底宽\*m，顶宽\*m，埋深加深至\*m，并人工回填碎石保护。拟采用“\*\*”或同等能力铺管船对海底管道进行铺设施工，拟采用“\*\*”能力相当施工船舶进行埋设施工。海底管道挖沟截面示意图 3.2-25。

常规铺设段：

穿越航线段：



图 3.2-25 海底管道挖沟截面示意图

本项目海底电缆采用边铺边埋方式埋设，常规铺设段底宽\*m，顶宽\*m，埋深\*m，自然回填；穿越航线或水道时底宽\*m，顶宽\*m，埋深加深至\*m，并人工回填碎石保护。拟采用“聚力号”能力相当施工船舶进行施工。海底电缆挖沟截面示意图 3.2-26。

常规铺设段：

穿越航线段：

图 3.2-26 海底电缆挖沟截面示意图

本项目新建 6 条海底管道和 3 条海底电缆。与周边海底管缆共产生 26 处交越，交越处采用常规上交越方式处理，在现有管缆上方放置水泥压块（至少 30cm 高）。管缆交越截面示意图 3.2-27。

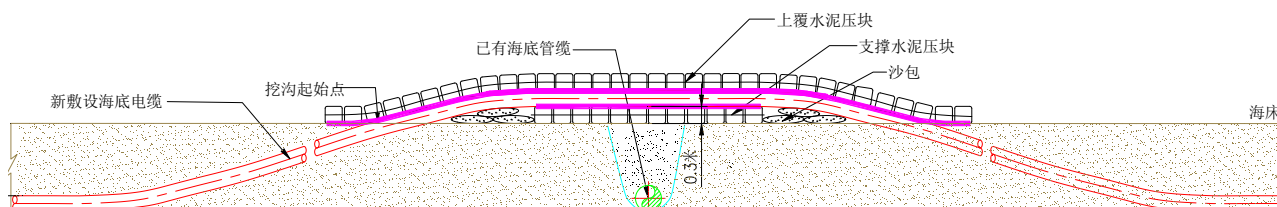


图 3.2-27 管缆交越截面示意图

新建平台立管及电缆护管在陆上场地预安装，膨胀弯与立管和海底管道采用水下法兰连接，新建平台侧拟采用浮吊船施工。依托 BZ34-2/4CEPA 及 KL3-2CEPA 平台侧立管需后安装，采用“\*\*\*”同等能力船舶施工。在新建 BZ26-6WHPC 及 BZ26-6WHPD 平台各预留两组立管卡子基座和一根电缆护管。

### 3.2.6 产污环节分析和污染物分析

#### 3.2.6.1 建设阶段

渤中 26-6 油田开发项目（二期）建设阶段的作业内容主要包括新建 2 座平台的导管架和甲板组块海上安装与调试、钻完井作业、6 条海底管道和 3 条海底

电缆的铺设等。

海上设施安装过程中，将有浮吊船、驳船及拖轮等船舶参加作业，这些船舶将产生少量的船舶含油污水、生活污水、食品废弃物等生活垃圾及生产垃圾。

在钻完井作业过程中还将排放钻井液和钻屑；除此之外，参加钻井作业的人员和船舶还将产生一定量的生活污水、生活垃圾、生产垃圾及船舶含油污水。

本项目将新建海底管道和海底电缆，需全程挖沟埋设。铺设作业船舶包括铺管船、挖沟船、铺缆船等。铺管作业过程中会挖出一定量的海底沉积物，产生悬浮物，也会产生少量的船舶含油污水、船舶生活污水和食品废弃物等生活垃圾及生产垃圾。

建设阶段的产污环节及污染物种类参见图 3.2-28。

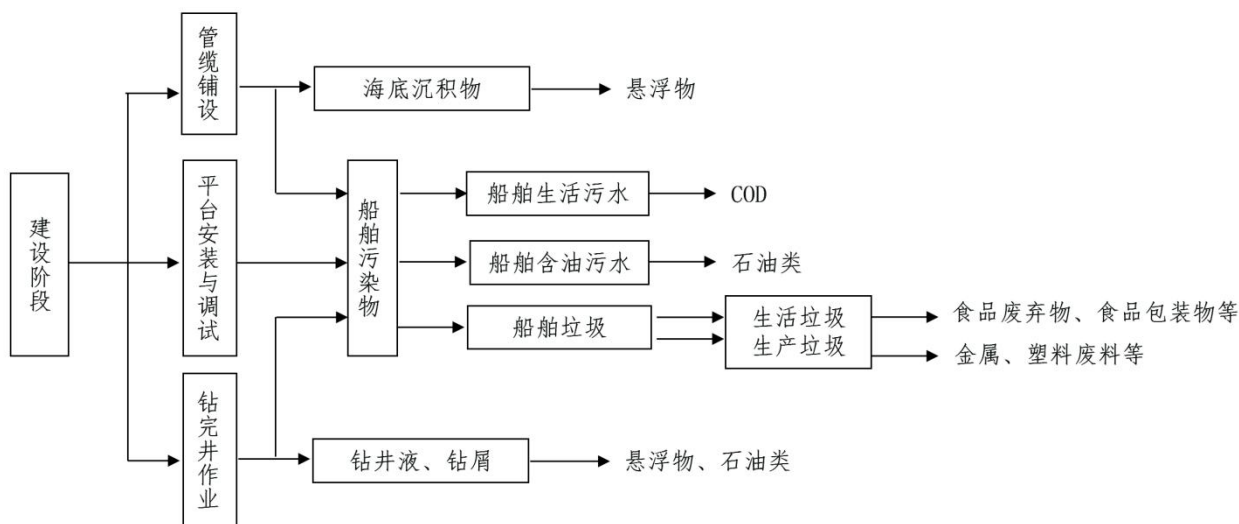


图 3.2-28 建设阶段产污环节与污染物种类

### 3.2.6.2 生产阶段

在生产阶段，本项目的产污环节主要是新建 BZ26-6WHPC 平台和 BZ26-6WHPD 平台生产作业区，以及依托设施 BZ26-6CEPA、BZ34-2/4CEPA 平台生产作业区等。本项目产生的污染物主要包括含油生产水、生活污水、温排水、食品废弃物等生活垃圾、生产垃圾等。

另外在生产阶段，本项目将配备一艘守护船，产生的船舶污染物种类与建设阶段相同。

生产阶段产污环节及主要污染物种类参见图 3.2-29。

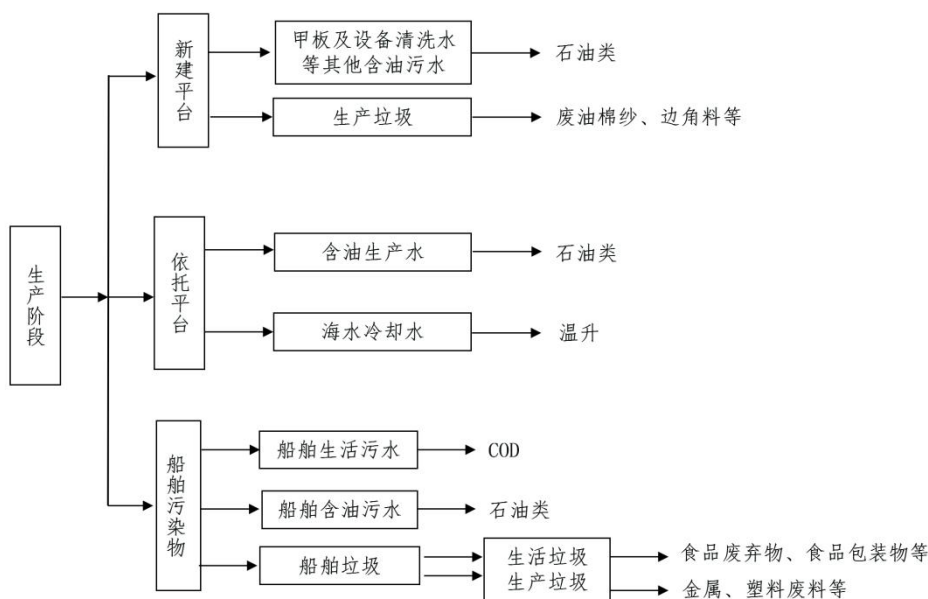


图 3.2-29 生产阶段产污环节与污染物种类

### 3.2.7 污染源强核算

#### 3.2.7.1 建设阶段

本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻完井作业产生的钻屑、钻井液，铺设海底管道/电缆挖沟产生的悬浮物，参加作业的船舶和人员产生的船舶含油污水、生活污水及生活垃圾等船舶污染物，以及生产作业产生的金属下脚料等生产垃圾。

本次在依托的 BZ26-6 CEPA 平台利用预留井槽钻 9 口井，钻屑量、泥浆量等已在《渤中 26-6 油田开发项目（一期）环境影响报告书》（环审[2023]75 号）中进行核算，本次不再重复计算。

##### a. 钻屑

钻屑的排放量主要取决于井数和井身结构，根据井身结构、钻井数量、钻头尺寸等数据，可估算本项目所产生的钻屑总量。

本项目 BZ26-6 WHPC 平台本次实施钻井\*\*口，钻屑总量（包含预留井）约为\*\*m<sup>3</sup>（堆体积），其中非钻井油层钻屑量\*\*m<sup>3</sup>（堆体积），钻井油层钻屑量\*\* m<sup>3</sup>（堆体积），该平台使用 2 艘钻井平台在双侧井口同步钻井，单侧最大排放速率为\*\*m<sup>3</sup>/d。

本项目 BZ26-6 WHPD 平台本次实施钻井\*\*口，钻屑总量（包含预留井）约为\*\*m<sup>3</sup>（堆体积），其中合成基钻井液钻屑量为\*\*m<sup>3</sup>（堆体积），非钻井油层钻屑量\*\*m<sup>3</sup>（堆体积），钻井油层钻屑量\*\*m<sup>3</sup>（堆体积），最大排放速率为\*\*m<sup>3</sup>/d。



本项目钻屑量核算结果见表 3.2-12。

表 3.2-12 钻屑量核算结果（堆体积）

平台	井型	井数 (口)	总量	合成基钻井 液钻屑量(m <sup>3</sup> )	非钻井油层水基钻 井液钻屑量(m <sup>3</sup> )	钻井油层水基钻 井液钻屑量(m <sup>3</sup> )
BZ26-6 WHPC 平台	本次钻 井					
	预留井					
	合计					
BZ26-6 WHPD 平台	本次钻 井					
	预留井					
	合计					
合计						

注：钻屑堆体积=钻屑实际体积×1.6，具体钻井作业产生的钻屑量将根据实际钻井情况有所调整。

#### b. 钻井液

本项目钻井优先采用水基钻井液体系，部分井的 12-1/4 井段采用合成基钻井液，钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。

据核算，BZ26-6WHPC 平台钻井液产生量约为\*\*m<sup>3</sup>（含预留井），其中非钻井油层水基钻井液产生量约为\*\*m<sup>3</sup>，钻井油层水基钻井液约为\*\* m<sup>3</sup>。BZ26-6WHPD 平台钻井液产生量约为\*\*m<sup>3</sup>（含预留井），其中非钻井油层水基钻井液产生量约为\*\*m<sup>3</sup>，钻井油层水基钻井液约为\*\*m<sup>3</sup>，合成基钻井液约\*\* m<sup>3</sup>，钻井液量计算见表 3.2-13。

根据井身结构和批钻情况计算，BZ26-6WHPC 平台钻井液一次性最大排放量约\*\*m<sup>3</sup>，BZ26-6WHPD 平台钻井液一次性最大排放量约\*\*m<sup>3</sup>，排放速率均约 35m<sup>3</sup>/h。

表 3.2-13 钻井液计算结果

平台	井型	井数 (口)	总量	合成基钻井液 (m <sup>3</sup> )	非钻井油层水 基钻井液(m <sup>3</sup> )	钻井油层水基 钻井液(m <sup>3</sup> )
BZ26-6 WHPC 平台	本次钻 井					
	预留井					
	合计					
BZ26-6 WHPD 平台	本次钻 井					
	预留井					
	合计					
合计						



备注：合成基钻井液使用情况，后续将根据钻井实际情况进行调整。

### c. 悬浮物

本项目计划新铺设 6 条海底管道和 3 条海底电缆，其中海底管道采用后挖沟铺设方式，海底电缆采用边铺边埋铺设方式，常规埋设段自然回填，穿越航线或水道时将人工回填碎石保护。

海底管道常规埋设段底宽\*m，顶宽\*m，挖沟深度保证管道顶部距海床表面为\*m；穿越航线或水道时底宽\*m，顶宽\*m，埋深加深至\*m。

海底电缆常规铺设段底宽\*m，顶宽\*m，埋深\*m；穿越航线或水道时底宽\*m，顶宽\*m，埋深加深至\*m。

管缆铺设悬浮物的产生速率和产生量计算公式如下：

产生量=搅动沉积物的横截面积×扰动悬浮物的长度×起沙率

产生速率=搅动沉积物的横截面积×设备移动的速度×沉积物密度×起沙率/86400(s)

起沙率的主要影响因素有沉积物的类型、沉积物的中值粒径、以及项目施工对沉积物的扰动程度。根据调查，本工程海管/海缆路由所在海域海底表层沉积物主要为砂质沉积，被冲起后很快沉降，不易悬浮在水体中；同时参考本海域历史其他项目挖沟起沙率数据，该海域后挖沟和边铺边埋起沙率通常在 10% 以下，保守考虑本工程起沙率按\*\*%进行核算。本项目所在海域沉积物密度按\*\*kg/m<sup>3</sup>考虑，共搅起悬浮物量约\*\*m<sup>3</sup>，海底管道挖沟悬浮物排放速率为(\*\*~\*\*) kg/s，海底电缆挖沟悬浮物排放速率为(\*\*~\*\*) kg/s。

海底管道和电缆挖沟悬浮物源强核算结果见表 3.2-14。





表 3.2-14 海底管道/电缆铺设挖沟悬浮物源强核算结果

序号	管缆名称	长度 (km)	施工方式及长度	挖沟参数 (m)			挖沟速度 (km/d)	人工回填 量 (m <sup>3</sup> )	搅起悬浮物 量(m <sup>3</sup> )	排放速率 (kg/s)
				埋深	上底	下底				
1	BZ26-6 WHPD 至 BZ26-6 WHPC 混输海管	**	后挖沟, 自然回填, **km							
			后挖沟, 人工回填, **km							
2	BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 CEPA 混输海管	**	后挖沟, 自然回填, **km							
3	BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 原油海管	**	后挖沟, 自然回填, **km							
			后挖沟, 人工回填, **km							
4	BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6 WHPC 干气海管	**	后挖沟, 人工回填, **km							
5	BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 干气海管	**	后挖沟, 人工回填, **km							
			后挖沟, 人工回填, **km							
6	BZ19-2CEPA 至 BZ26-6 CEPA CO <sub>2</sub> 管道	**	后挖沟, 自然回填, **km							
			后挖沟, 人工回填, ** km							
7	BZ26-6WHPC 至 BZ26-6WHPD 电缆	**	后挖沟, 自然回填, **km							
			后挖沟, 人工回填, ** km							
8	BZ34-1EPP 至 BZ26-6CEPA 电缆	**	后挖沟, 自然回填, **km							
			后挖沟, 人工回填, **km							
9	BZ26-6CEPA 至 BZ26-6WHPC 电缆	**	边铺边挖, 自然回填, **km							
合计										



#### d. 船舶污染物

船舶污染物包括生活污水、食品废弃物等生活垃圾、船舶含油污水和生产垃圾。根据参加作业船舶类型和数量、作业天数及作业人数，同时根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，可估算出海上建设阶段船舶污染物的源强。船舶污染物的计算结果详见表 3.2-15。

##### a. 生活污水

海上建设阶段产生的生活污水主要包括施工作业船舶卫生间、厨房等的污水。根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，生活污水水平均每人每天按\*\*L 计算，据此估算出本项目海上建设阶段共产生生活污水约\*\* m<sup>3</sup>。

##### b. 生活垃圾

海上建设阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料中沿海船舶生活固体废物核算标准，生活垃圾按\*\*kg/(人·日)计算，其中食品废弃物按\*\*kg/(人·日)；其它生活垃圾按\*\*kg/(人·日)。据此估算出本项目海上建设阶段共产生生活垃圾约\*\*t。

##### c. 船舶含油污水

根据参加作业船舶类型、数量和作业天数，参照《水运工程环境保护设计规范》(JT/S149-2018)中要求“船舶舱底油污水水量宜按实测资料确定”，同时根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，浮吊船、铺管船等大型施工船舶船舶含油污水产生量按(\*\*~\*\*) m<sup>3</sup>/(船·日)，本次计算取\*\*m<sup>3</sup>/(船·日)；驳船、拖轮等一般工作船舶含油污水产生量按(\*\*~\*\*) m<sup>3</sup>/(船·月)，本次计算取\*\*m<sup>3</sup>/(船·月)。据此估算出本项目海上建设阶段共产生船舶含油污水约\*\* m<sup>3</sup>。

##### d. 生产垃圾

海上建设阶段产生的生产垃圾主要包括废弃的零件、边角料、油棉纱和包装材料等。根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，钻井期间按\*\*t/年计算；浮吊船、铺管船等大型施工船舶按\*\*t/年计算，拖轮和供应船等小型船舶按\*\*t/年计算。据此估算出本项目建设阶段生产垃圾共产生约\*\*t，其中危险废物约\*\*t。



表 3.2-15 建设阶段船舶污染物核算结果

作业内容	生活污水 (m <sup>3</sup> )	生活垃圾 (t)	船舶含油污水 (m <sup>3</sup> )	生产垃圾 (t)
钻完井作业				
导管架海上安装				
组块海上安装				
海底管道铺设				
海底电缆铺设				
依托平台改造				
海上连接及调试				
合计				

## e. 清管水

海底管道铺设完毕后，需要对海管进行清管，本项目新铺设 6 条海管在清管过程中会产生部分清管水，产生量约\*\*m<sup>3</sup>，详见表 3.2-16。清管采用洁净淡水或海水，通常无其他添加成分，其主要污染因子为少量悬浮物。

表 3.2-16 新铺管道清管水量

海底管道	管长(km)	管径(in)	清管水量 (m <sup>3</sup> )
BZ26-6 WHPD 至 BZ26-6 WHPC 混输海管			
BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 CEPA 混输海管			
BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 原油海管			
BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6 WHPC 干气海管			
BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 干气海管			
BZ19-2CEPA 至 BZ26-6 CEPA CO <sub>2</sub> 管道			
合计			

## f. 建设阶段污染物汇总

本项目海上建设阶段各类污染物产生量汇总于表 3.2-17。

表 3.2-17 海上建设阶段污染物一览表

污染物	产生量	排放速率 /源强	主要污染因子	排放/处理方式
钻屑 (堆体积)(含 预留井 槽) (m <sup>3</sup> )	非钻井油层 水基钻井液 钻屑		悬浮物	检测达到《海洋石油勘探开发 污染物生物毒性第 1 部分：分 级》(GB18420.1-2009)一级标 准和《海洋石油勘探开发污染 物排放浓度限值》 (GB4914-2008)一级标准排 放；若超标则运回陆地交由危 废处置单位处置
	钻井油层水 基钻井液钻 屑	-	-	运回陆地交由危废处置单位 处置
	合成基钻井	-	-	运回陆地交由危废处置单位



污染物		产生量	排放速率 /源强	主要污染因子	排放/处理方式
	液钻屑量				处置
	合计		-	-	-
水基钻井液 (含预留井槽) (m <sup>3</sup> )	非钻井油层 水基钻井液			悬浮物	检测达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》(GB18420.1-2009)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准排放；若超标则运回陆地交由危废处置单位处置
	钻井油层 水基钻井液			-	运回陆地交由危废处置单位处置
	合成基钻井液			-	运回陆地交由危废处置单位处置
	合计				
铺设海管/海缆悬浮物 (m <sup>3</sup> )				悬浮物	自然回填
清管水 (m <sup>3</sup> )				悬浮物	间断排放
船舶污染物	生活污水 (m <sup>3</sup> )			COD 等	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后间断排放
	船舶含油污水 (m <sup>3</sup> )			石油类	执行《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》铅封运回陆地处理
	生活垃圾 (t)			食品废弃物、 食品包装等	执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)
	生产垃圾 (t)			废旧器件、油 棉纱等	

### 3.2.7.2 生产阶段

#### a. 含油生产水

本项目产生的含油生产水在 BZ34-2/4CEPA 平台，经生产水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 注水水质标准后回注地层。

BZ34-2/4CEPA 平台现有生产水设计处理能力为\*\*m<sup>3</sup>/d，处理工艺为“斜板除油器+溶气气浮+核桃壳过滤器+双介质过滤器”四级处理流程；本项目计划新增一套处理规模为\*\*m<sup>3</sup>/d 的生产水处理系统，主要新增 CFC 聚结除油器、核桃壳过滤器和双介质过滤器。生产水总设计处理能力为\*\*m<sup>3</sup>/d。

本项目投产后，BZ34-2/4CEPA 生产水最大处理量为\*\*m<sup>3</sup>/d，进入注水系统



的最大水量为\*\*m<sup>3</sup>/d, 小于 BZ34-2/4CEPA 平台生产水处理系统能力(11520m<sup>3</sup>/d) 和注水系统能力（11520m<sup>3</sup>/d）。BZ34-2/4CEPA 平台生产水处理能力和回注能力均能满足本项目接入需要，正常生产情况下，本项目生产水处理至《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）注水水质标准后（即含油量≤15mg/L，悬浮物含量≤5mg/L，粒径中值≤3 μm）全部回注地层，无生产水排放。

BZ34-2/4CEPA 平台水平衡情况见表 3.2-18。



表 3.2-18 BZ34-2/4CEPA 平台水平衡表（单位：m<sup>3</sup>/d）

日期	BZ26-6 二期接入前 BZ34-2/4 平台总水量	BZ26-6 二期接入 BZ34-2/4 平台水量	BZ34-2/4 平台外输原油带走水量	BZ26-6 二期接入后 BZ34-2/4 平台总处理水量	BZ34-2/4 区域注水量 <sup>a</sup>	BZ34-1 区域注水量 <sup>b</sup>	BZ28-1 废弃油气藏回注水量 <sup>c</sup>	总回注量
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								
2041								
2042								
2043								
2044								
2045								
2046								
2047								
2048								
2049								
2050								
2051								
2052								



日期	BZ26-6 二期接入前 BZ34-2/4 平台总水量	BZ26-6 二期接入 BZ34-2/4 平台水量	BZ34-2/4 平台外输原油带走水量	BZ26-6 二期接入后 BZ34-2/4 平台总处理水量	BZ34-2/4 区域注水量 <sup>a</sup>	BZ34-1 区域注水量 <sup>b</sup>	BZ28-1 废弃油气藏回注水量 <sup>c</sup>	总回注量
2053								
2054								

注：a: BZ34-2/4 区域包含 BZ34-2/4CEPA、BZ34-2/4WHPB、BZ34-1WHPF、BZ34-1WHPG；b: BZ34-1 区域包括 BZ34-1CEPA、BZ34-1WHPB、BZ34-1WHPD 和 BZ34-1 油田老平台 BZ34-2EP、BZ34-2WP、BZ34-4EP、BZ34-4WP、BZ34-3WJ、BZ34-5WJ；c: BZ28-1 废弃油气藏包括 BZ28-1SWHP 和 BZ28-1NWHP。

**b. 温排水**

BZ26-6CEPA 平台设置有循环冷却水系统，原排放量约为\*\*m<sup>3</sup>/h，本项目接入后温排水排放量为\*\*m<sup>3</sup>/h，新增排放量约为\*\*m<sup>3</sup>/h，最大温升约 10℃。

**c. 其他含油生产水**

本项目新建 BZ26-6WHPC/D 平台设有开式排放系统、闭式排放兼冷放空系统。收集初期雨水、甲板冲洗水及各类带压流体等其他含油污水，防止排放入海。根据统计数据，按\*\*m<sup>3</sup>/月计算，本项目新建 BZ26-6WHPC/D 平台的其他含油污水产生量合计约\*\*m<sup>3</sup>/a。

**d. 生活污染物**

本项目新建 BZ26-6WHPC/D 平台为无人平台，仅临时登平台作业时产生少量生活污水，设有环保厕所，供临时登平台人员使用，生活污水收集后运回陆地处理。临时登平台作业人员产生少量生活垃圾，收集后装入回收箱或回收袋中，用守护船全部运回陆地处理。

本项目依托 BZ26-6CEPA 进行生产，目前 BZ26-6CEPA 平台定员为\*\*人，本项目在 BZ26-6CEPA 新增定员\*人，生活污水产生量为\*\*m<sup>3</sup>/a，BZ26-6CEPA 平台救生艇人数不变，仍为\*\*人。根据已批复的《渤中 26-6 油田开发项目（一期）环境影响报告书》，BZ26-6CEPA 生活污水排放量和生活垃圾产生量均按照救生艇人数的 1.2 倍进行核算，因此，本项目新增定员后，BZ26-6CEPA 生活污水排放量和生活垃圾产生量均未超过之前的核算总量。

**e. 生产垃圾**

本项目生产阶段将会产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。根据中国海洋石油集团有限公司石油开发工程的多年统计资料，生产垃圾按\*\*t/年·万吨油当量计算。本项目最高年产油当量约\*\*×10<sup>4</sup>t/a；生产垃圾最大产生总量约\*\*t/a，其中危险废物约\*\*t/a。危险废物种类和编号见表 3.2-19。

表 3.2-19 危险废弃物种类及编号

废物类别	种类	主要成分

**f. 牺牲阳极锌释放**

本项目新建两座平台导管架采用张紧式外加电流的阴极保护系统，并设有



牺牲阳极对导管架下水初期进行补充保护。牺牲阳极考虑 3 年的设计年限。

本项目共铺设 6 条海底管道，采用牺牲阳极防腐，海底管道埋设深度管顶距海床表面 \*m 至 \*m，牺牲阳极中锌含量按 \*\*% 考虑，牺牲阳极的间距约 \*\*m 至 \*\*m，锌在发生原电池反应后，将以锌离子形态释放到海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。新建管道设计寿命均为 \*\*~\*\* 年，单个阳极块每秒释放到海洋中的锌离子约  $(** \times 10^{-6} \sim ** \times 10^{-6})$  g。锌释放量核算结果见表 3.2-20。

表 3.2-20 牺牲阳极用量及释放的锌含量

平台/海底管道名称	释放时间 (a)	单块阳极净重 (kg)	数量 (块)	每年释放到海水中的锌 (t/a)	单块阳极块锌释放源强 (g/s)
BZ26-6WHPC					
BZ26-6WHPD					
BZ26-6WHPD 至 BZ26-6WHPC 混输管道					
BZ26-6WHPC 至 BZ26-6CEPA 混输管道					
BZ26-6CEPA 至 BZ26-6WHPC 注气管道					
BZ26-6WHPC 至 BZ26-6WHPD 注气管道					
BZ19-2CEPA 至 BZ26-6CEPACO2 管道					
BZ34-2/4CEPA 至 KL3-2CEPA 输油管道复线					

#### g. 船舶污染物

本项目生产阶段将配备一艘守护船，产生的污染物主要包括生活污水、食品废弃物等生活垃圾、少量的船舶含油污水和生产垃圾等。根据中国海洋石油集团有限公司石油开发工程的最新统计资料，本项目生产阶段船舶污染物核算结果见表 3.2-21。

表 3.2-21 生产阶段船舶污染物核算结果

作业内容	作业人数	作业船舶 (艘)	船舶含油污水 (m <sup>3</sup> /a)	船舶生活污水 (m <sup>3</sup> /a)	船舶垃圾 (t/a)	
					生活垃圾	生产垃圾
日常巡视与守护	**	守护船 (1)				

#### h. 生产阶段污染物汇总

本项目海上工程生产阶段各类污染物产生量汇总于表 3.2-22。



表 3.2-22 生产阶段各类污染物汇总

污染源位置	污染物	产生量	排放源强/速率	主要污染因子	排放/处理方式
渤中 26-6 油田	含油生产水		-	石油类	在 BZ34-2/4CEPA 平台处理至满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）的要求回注地层
	生活污水		-	COD 等	登平台人员生产的少量生活污水，环保厕所收集后处理。
	温排水		/	温升	在依托 BZ26-6CEPA 平台上新增温排水，经排放口排放
	甲板冲洗水等含油污水		/	石油类	经开、闭排收集后，进入生产流程
	生活垃圾		/	食品废弃物、食品包装等	登平台人员生产的少量生活垃圾回收运回陆地处理
	生产垃圾		/	废弃的零件、边角料等固体废物	分类回收，运回陆地，危险废物交由危废处置单位处置
守护船	船舶含油污水		/	石油类	铅封运回陆地处理
	生活污水		/	COD 等	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后间断排放
	生活垃圾		/	食品废弃物、食品包装等	食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》的要求排放；除食品废弃物以外的生活垃圾回收运回陆地处理
	生产垃圾		/	固体废物	分类回收，运回陆地，危险废物交由危废处置单位处置
平台/海管牺牲阳极锌释放量				重金属 Zn	缓慢释放到沉积物中

### 3.3 陆上工程概况及工程分析

#### 3.3.1 现有工程概况

##### 3.3.1.1 现有工程基本情况

本项目依托的滨州终端，渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程建设项目于 2022





年 4 月 12 日取得生态环境部的环评批复（环审〔2022〕43 号）（详见附件），目前正在试运行阶段；渤中 19-6 气田 II 期、渤中 25-1/南油田 5 井区调整/渤中 25-1 油田沙三段开发项目于 2024 年 7 月 3 日取得生态环境部的环评批复（环审〔2024〕66 号）（详见附件），目前正在建设阶段。

#### a. 地理位置

滨州终端位于滨州北海经济开发区，北海大街以北、疏港路以东、滨州临港化工产业园以西，距离滨州市区约 60km，见图 3.3-1。

图 3.3-1 项目地理位置

#### b. 周边现状

滨州终端西侧为疏港路和排水渠，南侧为北海大街及自然积水（降雨和周边入渗等形成），东侧为卤水池和汇泰化工园，北侧为卤水池。滨州终端周边现状见图 3.3-2。

图 3.3-2 现有工程周边现状

#### c. 终端现有工程信息

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

现有工程内容和规模：

- 陆上滨州终端 1 座，设计寿命 30 年，目前终端天然气设计处理规模  $** \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （最大处理能力  $** \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ），目前正在试运行。
- 1 条天然气登陆管道  $** \text{km}$ 。目前最大输气量约  $** \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，远期最大输气量约  $** \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。
- 1 条滨州终端至滨州港出水点  $\text{CO}_2$  返输陆管，长度约  $** \text{km}$ ；
- 工作制度和劳动定员：劳动定员  $**$  人，按两班倒配置，每班工作 12 小时，连续工作 28 天，休息 28 天。

运行时间：陆上终端每年运行 350 天。

项目占地：终端东西总长  $** \text{m}$ ，南北宽  $** \text{m}$ ，合约  $**$  亩，基本呈方形布置。

##### 3.3.1.2 现有工程组成

现有工程主要包括主体工程、储运工程、公用工程、环保工程和辅助工程



等，目前正处于竣工环境保护验收阶段，实际建设内容与环评阶段对比情况见表 3.3-1，主要工程现状照片见图 3.3-3。



表 3.3-1 现有工程与环评变化对比表

工程类别	工程内容	装置或设施名称	环评建设内容	实际建设内容	是否一致	变化情况
主体工程	现有天然气处理系统	进站预处理单元	天然气设计处理能力 $** \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ （最大处理能力 $** \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ）	天然气设计处理能力 $** \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ （最大处理能力 $** \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ ）	一致	/
		凝液稳定单元				
		天然气脱酸单元				
		天然气脱水脱汞单元				
		天然气制冷单元				
		丙烷预冷单元				
		天然气分馏单元				
配套工程	二氧化碳回收利用	二氧化碳回收单元	废气排放口包括提纯塔不凝气排气筒和压力调节泄放气放空管，高度均为 $**\text{m}$	废气排放口仅包括提纯塔不凝气排气筒，高度为 $**\text{m}$	不一致	（1）因离心式压缩机设置了防喘振线，无需设置补压和泄放管线，取消压力调节泄放气放空管； （2）提纯塔不凝气排气筒高度增大。
储运工程	丙烷储运单元	丙烷球罐	$**\text{m}^3$	$**\text{m}^3$	不一致	增加 1 座 $**\text{m}^3$ 丙烷球罐
		装车系统	$**\text{m}^3/\text{h}$	$**\text{m}^3/\text{h}$	一致	/
	丁烷储运单元	丁烷球罐	$**\text{m}^3$	$**\text{m}^3$	一致	/
		装车系统	$**\text{m}^3/\text{h}$ 、 $**\text{m}^3/\text{h}$	$**\text{m}^3/\text{h}$ 、 $**\text{m}^3/\text{h}$	一致	/
	稳定轻烃储运单元	稳定轻烃球罐	$**\text{m}^3$	$**\text{m}^3$	一致	/
		装车系统	$**\text{m}^3/\text{h}$ 、 $**\text{m}^3/\text{h}$	$**\text{m}^3/\text{h}$ 、 $**\text{m}^3/\text{h}$	一致	/
	二氧化	液态二氧化碳球罐	$**\text{m}^3$	$**\text{m}^3$	一致	/



工程类别	工程内容	装置或设施名称	环评建设内容	实际建设内容	是否一致	变化情况
	碳储运单元	固态干冰仓储库	1 个	1 个	一致	/
		装车系统	**m <sup>3</sup> /h	**m <sup>3</sup> /h	一致	/
	天然气登陆管道		**km	**km	一致	/
	CO <sub>2</sub> 返输管道		**km	**km	在建	/
公辅工程	消防系统	消防水罐	**m <sup>3</sup>	**m <sup>3</sup>	不一致	消防水罐容积增大
	给水系统		1 套，市政供水管网供水，供水流量**m <sup>3</sup> /h，供水压力不低于**MPa。绿化水用水量定额*L/m <sup>2</sup> ·d。	1 套，市政供水管网供水，供水流量** m <sup>3</sup> /h，供水压力不低于**MPa。绿化水用水量定额*L/m <sup>2</sup> ·d。	一致	/
	循环冷却水系统		**m <sup>3</sup> /h	**m <sup>3</sup> /h	不一致	循环冷却水系统规模增大
	除盐水系统（脱离子水系统）		*t/h	*t/h	不一致	除盐水系统规模增大
	供电系统	变配电所	**变配电所	**变配电所	不一致	新增 1 座 10kV 变配电所
	供热系统	导热油炉	**kW（2 用 1 备），排气筒高度**m	**kW（2 用 1 备），排气筒高度**m	不一致	排气筒高度增大
	空氮系统	空气压缩机	**m <sup>3</sup> /h（**Nm <sup>3</sup> /min）	**m <sup>3</sup> /h	不一致	规模增大
		微热再生干燥机	**m <sup>3</sup> /h（**Nm <sup>3</sup> /min）	**m <sup>3</sup> /h	不一致	规模增大
		变压吸附制氮撬块	2×200Nm <sup>3</sup> /h	**Nm <sup>3</sup> /h	不一致	规模增大
		工厂风罐	1 个，	1 个，	一致	/
		仪表风罐	**m <sup>3</sup>	**m <sup>3</sup>	一致	/
		氮气储罐	**m <sup>3</sup>	**m <sup>3</sup>	一致	/



工程类别	工程内容	装置或设施名称	环评建设内容	实际建设内容	是否一致	变化情况
	自动控制系统		1 套包括分散控制系统	1 套包括分散控制系统	一致	/
	甲醇注入系统		1 座甲醇卧式储罐	1 座甲醇卧式储罐	不一致	甲醇储罐容积增大
	闭式排放系统		1 座闭式排放罐	1 座闭式排放罐	一致	/
	低压燃料气系统		1 座燃料气缓冲罐	1 座燃料气缓冲罐	一致	/
环保工程	生活污水处理设施		$Q=**m^3/h$	$Q=**m^3/h$	一致	/
	生产污水处理设施（污水处理站）		$Q=**m^3/h$	$Q=**m^3/h$	一致	/
	火炬系统	常温、低温火炬	最大放空量 $**Nm^3/d$ ，火炬高度 45m	最大放空量 $**Nm^3/d$ ，火炬高度 90m	不一致	火炬高度增大
	事故水池		$**m^3$	$**m^3$	不一致	容积增大
	生产区污染雨水池（一）		$**m^3$	$**m^3$	一致	/
	装卸区污染雨水池（二）		$**m^3$	$**m^3$	不一致	容积减小
	雨水监控池		$**m^3$	$**m^3$	一致	/
	危废暂存间		$**m^2$	$**m^2$	不一致	面积减小
厂外依托工程	临港化工产业园污水处理厂		设计规模 $**m^3/h$	设计规模 $**m^3/h$	一致	/
	滨州港海港港区管廊支架（一期）工程及南延工程		滨州港海港港区管廊支架（一期）工程及南延工程	滨州港海港港区管廊支架（一期）工程及南延工程	一致	/

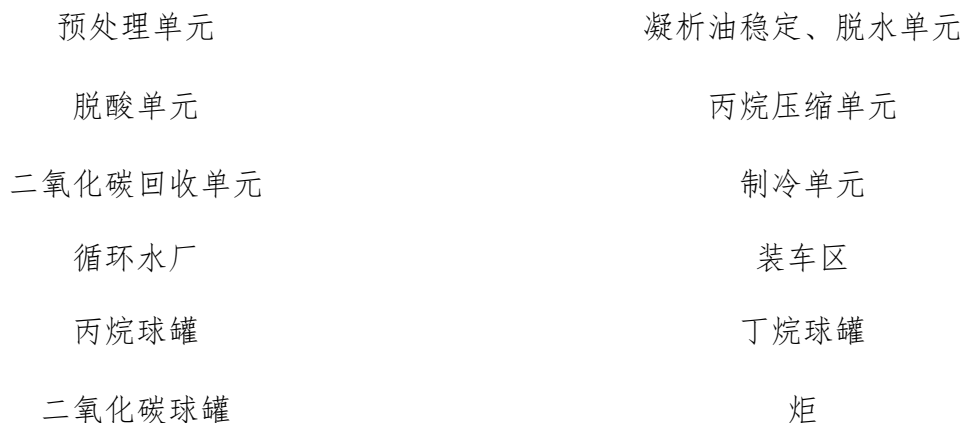


图 3.3-3 现有工程周边现状

## a. 主体工程

## 1) 生产装置及规模

滨州终端天然气处理装置包括天然气进站预分离单元、天然气脱酸单元、天然气脱水脱汞单元、天然气制冷单元、天然气分馏单元、天然气凝液稳定单元、天然气外输单元。天然气处理装置的设计规模： $** \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ 。

## 2) 产品产量

终端天然气处理装置的主要产品为外输天然气、丙烷、丁烷或液化石油气 LPG、稳定轻烃、食品级  $\text{CO}_2$  及固体干冰。丙烷、丁烷或 LPG、稳定轻烃、液体二氧化碳至储运罐区储存，汽车外运；天然气外输至管网；干冰由干冰库储存，汽车外运。各产品产量见表 3.3-2。

表 3.3-2 产品产量 单位：万 t/a

序号	名称	产品产量
1	天然气（干气）	
2	丙烷	
3	丁烷	
4	稳定轻烃	
5	二氧化碳	
6	干冰	

## b. 储运工程

储运系统主要包括终端内部管道、产品储罐、装车系统及终端厂外管道等。

## 1) 终端内部管道

系统管网单元管道采用钢结构管架敷设方式，根据不同区域管道数量不同架设不同层数系统管廊架，最高为三层管架，梁顶距地面高度为 10.5m，底层净





空不低于 5.5m，跨路处采用桁架。

## 2) 产品储罐

产品储罐主要包含丙烷、丁烷、稳定轻烃球罐和二氧化碳球罐，储罐配置及储存天数见表 3.3-3。

表 3.3-3 储罐参数

序号	储罐名称	操作温度/°C	操作压力/MPa	储罐形式	数量	规格	储存天数
1	丙烷储罐			球罐			
2	丁烷储罐			球罐			
3	稳定轻烃储罐			球罐			
4	二氧化碳储罐			球罐			

## 3) 装车系统

丙烷、液化石油气装车台采用通过式、两侧装车形式，丁烷装车台采用通过式、单侧装车形式，装车采用下装式，采用 DN50 装车鹤管，一个鹤管的额定装车量按 30m<sup>3</sup>/h 考虑，每天一班装车、每天装车作业工时按 6h 考虑。丙烷、丁烷、液化气、稳定轻烃罐车按 50m<sup>3</sup> 车型，CO<sub>2</sub> 按 25m<sup>3</sup> 车型。

装车时罐车内排放出的气体通过气相平衡线返回储罐，装车过程中无排放。装车系统设计参数见表 3.3-4。

表 3.3-4 装车泵及鹤位配置表

序号	物料名称	外销量/(m <sup>3</sup> /d)	装车量/车	装车台数量/个	鹤管数量/套
1	丙烷				
2	丁烷				
3	稳定轻烃				
4	液化气				
5	二氧化碳				

## 4) 终端厂外陆管工程

管道在滨州港登陆，出水点至滨州终端管道长度为\*\*km。其中，架空管道长度为\*\*km，埋地管道长度为\*\*km。登陆管道基本情况见表 3.3-5。

表 3.3-5 登陆管道基本情况表

项 目	输气管道
内管管径	
陆管长度	
设计压力	
设计温度	



安装温度	
内腐蚀裕量	
设计寿命	
输气规模	
进站压力	
进站温度	

### 5) CO<sub>2</sub> 返输陆管

滨州终端至滨州港出水点的 CO<sub>2</sub> 返输陆管，长度 48km，管廊架敷设长度为\*\*km，埋地敷设长度为\*\*km。主要将滨州终端脱出的 CO<sub>2</sub>，经净化、压缩后，反向输送至海上平台实现驱油和封存。CO<sub>2</sub> 返输陆管基本情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 CO<sub>2</sub> 返输陆管基本情况

项 目	管道
输送介质	
钢管外径	
壁厚	
陆管长度（由海上滨州港出水点至终端）	
设计输送压力	
最大操作温度	
腐蚀裕量	
设计寿命	

### c. 公辅工程

#### 1) 给水系统

滨州终端的用水包括生活用水、循环补充水、脱离子水系统补水、化验室用水、设备检修、场地冲洗水、绿化及消防系统补水等用水。

终端内的生活用水与生产用水共用一套给水系统管网，由市政给水管道直接供给，终端给水设计供水规模按\*\*m<sup>3</sup>/h。

滨州终端给水系统主要包括：生活给水系统、生产给水系统、循环冷却水系统、绿化水系统等。

#### 2) 脱离子水系统

脱离子水系统采用“双级反渗透+EDI（电除盐）联合除盐”的工艺。脱离子水主要用于工艺装置胺液配置，脱离子水原水依托终端站场供水系统。

#### 3) 消防系统

滨州终端消防系统主要包括：厂区消防冷却水系统、固定式水喷雾消防冷却水系统、低倍数泡沫灭火系统、消防水炮系统、泡沫炮系统、干粉炮系统，以及与上述系统相关的火灾报警系统。消防补水由工业园市政供水管网供给，



管道补水能力为\*\*m<sup>3</sup>/h。消防储水设两座\*\*m<sup>3</sup>消防水罐。

#### 4) 供热工程

滨州终端设置 3 台\*\*kW 导热油炉及配套辅助系统，导热油供/回油温度 280/240℃。

表 3.3-7 供热系统负荷表

装置规模	最大负荷	正常负荷	最小负荷
热负荷 (kW)			
热媒炉配置 (kW)			
运行方式			

#### 5) 供电工程

滨州终端内设有 10kV、35kV 变配电所各一座，为终端用电设备提供电源。终端 35kV 变配电所为 2 层建筑物，一层为电缆夹层，二层为变配电室等功能房间。本项目电源依托现有 10kV、35kV 变配电所。

#### 6) 自动控制系统

滨州终端处理厂控制系统包括分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）和火气系统（FGS）、定量装车系统、压缩机组控制系统（CCS）、工艺（设备）包可编程逻辑控制器（PLC）系统、智能设备管理系统（IDMS）、能源管理系统（EMS）等。

#### 7) 燃料气系统

滨州终端的燃料气以天然气处理装置合格的产品气为主、段塞流捕集器分离出的气相作为补充，燃料气经调压至 400kPaA 计量后进入缓冲罐，缓冲分离液相后，送至导热油炉单元作为导热油炉燃料和火炬系统长明灯燃料，富余的燃料气排空。终端开工阶段或者外部管道停输、工艺装置停运期间，可以取丙烷球罐罐顶的丙烷气经调压至 400kPaA 作为厂内燃料气气源。燃料气分液罐内分离出的液体排至工艺装置区闭排罐。

#### 8) 闭式排放系统

闭式排放系统用于收集各生产系统低点排放的油水混合物，进入闭式排放罐的含水污油经污油泵至污水处理系统。

### d. 环保工程

#### 1) 排水系统

滨州终端的排水实行污污分质、清污分流，按不同水质分别收集。排水系

统主要包括：生产污水系统、事故含油污水系统、雨水排放系统（清净雨水系统和污染雨水系统）、生活污水系统等。废水及雨水排放口现状见图 3.3-4。

厂内污水排放口标识牌

厂前雨水排放口

图 3.3-4 废水及雨水排放口现状照片

## 2) 生产污水处理系统

### ● 处理规模及废水来源

滨州终端设有 1 座污水处理站，设计处理规模\*\*m<sup>3</sup>/h。

终端产生的生产污水主要包括工艺系统污水、循环水系统排污水、工艺装置检修污水、场地冲洗水和初期雨水等。

除循环水系统排污水外，其他的生产废水排入终端污水处理站进行除油预处理，处理后的生产污水和生活污水、循环水系统排污水等一起排入滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。

滨州终端生产污水（除循环水系统排污水）产生量共为\*\*m<sup>3</sup>/h，小于滨州终端污水处理站的处理规模，依托可行。

### ● 废水处理工艺流程

终端污水处理站采用“除油罐+紧凑式气浮撬+核桃壳过滤撬+监控池”处理工艺流程。污水处理站处理工艺流程见图 3.3-5。

图 3.3-5 终端污水处理站废水处理工艺流程示意图

### ● 污泥处理工艺

除油罐中沉降的油泥采用负压吸泥装置，排至污泥池。污泥池的上清液泵送至除油罐，经浓缩后的污泥定期用罐车外运，外委有危废处理资质的单位集中处置。

图 3.3-6 终端污水处理站污泥处理工艺流程示意图

### ● 污油处理工艺

除油罐污油自流至污油罐，经脱水后的污油定期用罐车外运，外委有危废处理资质的单位集中处置。



图 3.3-7 终端污水处理站污油处理工艺流程示意图

污水处理系统

污水处理系统废气处理单元

图 3.3-8 污水处理系统现状照片

## 3) 生活污水处理设施

滨州终端设有 1 座化粪池和 1 座生活污水池，生活污水处理设施设计处理规模\*\*m<sup>3</sup>/h。生活污水主要是办公楼、宿舍及辅助用房等处卫生间、淋浴室排出的污水。

生活污水经管道系统收集后，进入化粪池、生活污水池，再由生活污水泵提升送入监控池，与处理后的生产污水、循环水系统排污水等一起排入滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。

表 3.3-8 污水处理站主要设备规格表

序号	设备名称	设备规格	数量	单位	备注
1	除油罐			座	
2	除油罐出水提升泵			台	1 用 1 备
3	紧凑式气浮撬			套	
4	核桃壳过滤器撬			套	
5	污水外排泵			台	1 用 1 备
6	上清液提升泵			台	1 用 1 备
7	回收水泵			台	1 用 1 备
8	污油罐			座	
9	污泥池			座	

化粪池

图 3.3-9 生活污水处理系统现状照片

## 4) 事故水池

滨州终端设置了 1 座有效容积\*\*m<sup>3</sup>的事故水池，事故废水经事故水泵提升至终端污水处理单元进行除油预处理，处理后排入滨州临港化工产业园污水处



理厂集中处置。事故水池现状见图 3.3-10。

事故池

地下水监控井

图 3.3-10 事故水池现状照片

#### 5) 污染雨水池和雨水监控池

滨州终端在生产区、装卸区分别设有 1 座污染雨水池，容积分别为\*\*m<sup>3</sup>、\*\*m<sup>3</sup>。设有 1 座有效容积为\*\*m<sup>3</sup>的雨水监控池。雨水监控池现状见图 3.3-11。

装车区雨水池

生产区雨水池

图 3.3-11 雨水池现状照片

#### 6) 危废暂存间

滨州终端设有 1 座\*\*m<sup>2</sup>的危险废物暂存间，危废暂存间建设满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求。本项目产生的危险废物依托危废暂存间进行临时贮存，本次不新建、扩建危废暂存间。

#### 7) 废气污染治理设施

##### ● 危废暂存间废气治理设施

滨州终端在危废暂存间设置了机械排风系统，采用专门的废气收集罩口、排风管道、废气处理设施，对废气收集、处理、并高空排放。

采取“活性炭吸附+化学过滤”两级工艺处理，净化处理后废气通过 15 米高的排气筒排放。

##### ● 污水处理站废气治理设施

滨州终端污水处理设施单元中除油罐、污油罐、回收水池、含油污泥池等构筑物中的废气通过管道收集输送至废气处理撬进行集中处理，撬内采用“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附床”工艺，设计废气处理量为\*\*Nm<sup>3</sup>/h。

废气先进入喷淋床，在此加入生物营养液，之后进入生物滤床，通过微生物的代谢将有机物分解为水和二氧化碳，剩余小部分不能生化的废气经活性炭吸附净化后在引风机抽吸下，通过\*\*米高的排气筒排放。

总体工艺流程为：污水处理设施单元废气→废气处理撬（“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附床”）→达标排放。

##### ● 导热油炉低氮燃烧设施

滨州终端导热油炉使用燃料为自产天然气，属于清洁燃料。采用低氮型燃





烧器，产生烟气经\*\*m 高的排气筒排放。

#### 8) 火炬系统

滨州终端设有 1 套高架火炬系统，高架火炬设自动点火器，采用氮气吹扫形式（常开）防止回火。火炬高度（含火炬）为\*\*m。常温火炬以工艺装置总体部分堵塞工况作为设计排放量，即\*\*t/h。低温火炬以低温工艺装置堵塞工况作为设计排放量，即\*\*t/h。

#### 9) 厂外依托工程

##### ● 污水处理

滨州终端污水依托临港化工产业园污水处理厂进行处理，该污水处理厂的设计处理规模\*\*m<sup>3</sup>/d，采用“调节罐+气浮+水解酸化+两级 A/O 生化+二沉池+多介质过滤器+臭氧催化氧化+曝气生物滤池+多介质过滤器”处理工艺，尾水经北海新区人工湿地进一步净化后外排至郝家沟。《滨州临港化工产业园污水处理及回用一体化项目环境影响报告书》于 2019 年 12 月 20 日获得滨州北海经济开发区环境保护局批文（滨北海环字〔2019〕41 号），目前正常运行。

##### ● 公共管廊

##### i 滨州港海港港区管廊支架（一期）工程

渤中 19-6 凝析气田登陆管道沿防波堤内侧东一疏港路已建港区管廊（即滨州港海港港区管廊支架（一期）工程）向西南架设。

该工程位于滨州港海港港区东一疏港路的东侧，沿东一疏港路东侧规划了 19 米宽的管廊通道，建设一条 5 米宽的管廊支架及 3.5 米宽检修通道。总长 16.4 公里，起点为港区罐区中段主干道、终点为港口管廊。

该项目由滨州港务集团有限公司建设，其环境影响评价报告表于 2017 年 10 月 23 日获得滨州北海经济开发区环境保护局的批复（滨北海环表〔2017〕16 号），目前滨州港海港港区管廊支架（一期）工程已建成。

##### ii 滨州港海港港区管廊支架（一期）南延工程

管廊架一期南延工程管廊支架采用三层梁架式结构，高 6.5 米，宽 5 米。管廊架一期南延工程环评于 2020 年 3 月 24 日取得批复（滨北海环表〔2020〕7 号），由山东滨港管理运营有限公司承建，该项目目前已建设完成。

#### 3.3.1.3 现有工程生产工艺

滨州终端天然气处理工程的总体工艺由天然气进站预分离单元、天然气脱



酸单元、天然气脱水脱汞单元、天然气制冷单元、天然气分馏单元、天然气凝液稳定单元、天然气外输单元构成。总体处理工艺流程见图 3.3-12。

渤中气田群来天然气上岸进终端，利用进站预分离单元的段塞流捕集器进行缓冲及气液分离，分离出的气相（冬季工况时）经天然气预热器及天然气加热器加热后，送至后续天然气处理部分。分离出的凝液，经过凝液加热器加热后，进入生产分离器进行气、液分离，液体至凝液稳定单元进行处理；气相与自段塞流捕集器的气相一起送至下游进行处理。

天然气经活化 MDEA（甲基二乙醇胺）胺法吸收再生法脱碳后，将  $\text{CO}_2$  含量脱除至 3%(mol) 以下。再经两塔分子筛吸附脱水工艺将天然气含水量脱至 1ppm(V) 以下。脱水后的天然气进入制冷单元和分馏单元，采用“丙烷预冷+膨胀制冷+DHX”工艺生产干气、丙烷、丁烷或 LPG 和稳定轻烃产品。脱酸单元脱除的  $\text{CO}_2$  进入  $\text{CO}_2$  回收利用装置，一部分生产液体  $\text{CO}_2$  和干冰，一部分返输海上进行驱油和封存。外输干气增压计量后输往下游用户实现交接，丙烷、丁烷、液化石油气、稳定轻烃及食品级  $\text{CO}_2$  等液态产品进罐储存，采用管输或装车方式外销。固体干冰装车外销。

图 3.3-12 天然气处理总体工艺流程图

#### 3.3.1.4 现有工程环保措施

现有工程环境保护措施情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 现有工程环境保护措施情况一览表

序号	类别	运营期污染防治措施	
1.1 废气	废气污染防治措施	导热油炉燃烧烟气的排放控制措施	<p>(1) 二氧化硫排放控制措施：终端导热油炉使用燃料以天然气处理装置合格的产品气为主、段塞流捕集器分离出的气相作为补充，天然气中硫化氢含量 <math>\leq **\text{mg/m}^3</math>，总硫含量小于 <math>\leq **\text{mg/m}^3</math>，从源头控制 <math>\text{SO}_2</math> 的产生。</p> <p>(2) 氮氧化物排放控制措施：采用低氮型燃烧器控制 <math>\text{NO}_x</math> 的生成。</p>
		污水处理站废气的排放控制措施	污水处理单元中除油罐、污油罐、污水池、污泥池等设施中的废气通过管道、引风机加压送至 VOCs 处理系统集中处理。采用“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附床”工艺。
		危废暂存间废气的排放控制措施	采取“活性炭吸附+化学过滤”工艺处理。
		非正常工况废气	火炬：项目设有 1 套高架火炬 (**m) 系统，装置开



序号	类别	运营期污染防治措施	
		排放控制措施	停车、不正常生产及事故时排放的可燃气体密闭排入火炬系统。高架火炬采用氮气吹扫形式（常开）防止回火。
		无组织废气减排措施	（1）本项目中原料和产品的输送均采用密闭管道，对生产装置和设备，在材料上选择耐腐蚀的材料以及可靠的密封技术。
			（2）加强设备、管道等设备设施的日常巡查和维护管理，确保设备损坏及时发现、及时停用、及时维修，严禁设备及管道等设施“带病”运行。
			（3）企业定期开展挥发性有机物泄漏检测与修复工作，加强对装置的维护和保养工作。
1.2 废水	排水系统	项目的排水系统划分为：生产污水系统、事故含油污水系统、生活污水系统、雨水系统（清净雨水系统、初期雨水系统）等。	
	雨水监控池	1 座雨水监控池，容积为**m <sup>3</sup> 。	
	污染雨水池	项目在生产区和装车区分别设有 1 座污染雨水池，容积均为**m <sup>3</sup> 、**m <sup>3</sup> ，用于收集污染雨水，送厂区内污水预处理设施进行处理。	
	污水处理站	项目厂区内设有 1 座污水处理站，处理能力为**m <sup>3</sup> /h，用于处理项目产生的废水，包括工艺系统污水、工艺装置检修污水、场地冲洗水和初期雨水等。	
		采用“除油罐+紧凑式气浮撬+核桃壳过滤撬+监控池”废水处理工艺，处理后的生产污水排入滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。	
	污泥池和污油罐	项目厂区内设有 1 座**m <sup>3</sup> 污泥池，用以收集污水处理产生的油泥；设有 1 座污油罐，用于收集污水处理产生的污油。	
1.3 固废	化粪池和生活污水池	项目设有 1 座化粪池和 1 座生活污水池（*m <sup>3</sup> ），生活污水处理设施设计处理规模*m <sup>3</sup> /h。	
	生活垃圾	生活垃圾收集后由园区环卫部门统一处置。	
	一般工业固体废物	项目设有 1 座一般固废暂存间，用于临时堆存项目产生的一般工业固废。占地面积约**m <sup>2</sup> 。脱酸单元脱碳过滤分离器、胺液过滤器废金属滤网，由外委处置单位处置；胺液活性炭过滤器废活性炭由厂家回收，胺液后过滤器废金属滤网由外委处置单位处置；脱水单元过滤分离器废金属滤网、4A 球形分子筛废干燥剂、分子筛出口过滤器滤芯，二氧化碳回收单元 4A 球形分子筛废干燥剂、分子筛出口过滤器滤芯，终端供电系统废磷酸铁锂电池均由厂家回收。	
	危险废物产生及处置	脱硫塔产生的废胺液由厂家回收；脱汞单元产生的废活性炭、二氧化碳回收单元脱硫罐产生的废脱硫剂、脱烃塔产生的脱烃催化剂、危险废物暂存库废气治理设施产生的废活性炭和废催化剂、设备检维修产生的含油检修废物和废油漆桶、导热油炉产生的废矿物油、污水处理单元产生废活性炭和含油污泥，委托有资质单位处理。	
1.4 噪	危险废物暂存间	项目设有 1 座危废暂存间，用于临时堆存项目产生的危险废物。占地面积约**m <sup>2</sup> 。危废暂存间及贮存要求将按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求进行建设和管理。	
	噪声污染	（1）压缩机采用低噪声风机、电机，设减振设施。操作人员在控制室内对其进行控制操作，控制室选用隔音材料。	



序号	类别	运营期污染防治措施
声	防治措施	(2) 机泵安装在泵棚内，设减振设施。大型电机加设隔声罩及消音器。
		(3) 在厂界充分进行绿化，同时设置实体围墙。
		(4) 选择低噪设备或有降噪设计的设备。加强设备的维护，减少因不良运行产生的噪声。
		(5) 火炬放空加设消声器。
1.5 土壤、地下水	源头控制措施	(1) 根据介质特性和操作条件，合理选择设备和管道材质、阀门类型及形式和等级、管道连接方式（尽量采用焊接连接型式）等，防止设备因超温、超压、腐蚀等原因引起的泄漏。
		(2) 设备和管道的排凝采用密闭排放，其中天然气凝液密排至污油罐，胺液密排至胺液配置回收罐。
		(3) 地上管道进行外表面防腐。
	分区防渗	危废暂存间：危险废物暂存间的防渗按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的要求执行。
		污染防治区应设置防渗层，防渗层的设计使用年限不应低于其主体的设计使用年限；一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能；重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能。
	污染监控	在终端厂区南侧、东侧和北侧设置 3 口地下水监测井。
1.6 风险	应急响应	制订专门的地下水污染事件应急措施，并应与其它应急预案相协调。当厂区发生污染泄漏事件或地下水污染监控系统发现明显地下水污染，必须按照应急预案马上采取紧急措施。
	事故水池	项目设有 1 座事故水池，容积为 $**\text{m}^3$ 。
	突发环境事件应急预案、应急联动	(1) 按照相关要求，编制环境风险事故应急预案，并报行政主管部门进行备案。
		(2) 管道出水点位于滨州港区液体散货泊位区域，需加强与出水点所在区域企业滨州港青港国际码头有限公司《滨州港 3 万吨级散杂货码头工程突发环境事件应急预案》的有效衔接。
		(3) 建设单位需考虑有机整合滨州港区、临港化工产业园区、北海经济技术开发区及企业自身环境风险应急资源、防控设施、联动相应，完善区域联动信息调查（机构、人员、物资等），充分利用区域社会应急资源，制定切实可行的环境应急预案。
		(4) 当跨越潮河段管道在此管廊处发生泄漏后，建设单位需与水闸所属企业开展联动响应，及时关闭河闸以减少事故时天然气凝液在地表水环境中的扩散。

### 3.3.1.5 现有工程环境问题及“以新带老”措施

经过梳理，本项目现有工程不存在环境问题。

现有工程对  $\text{CO}_2$  采取了回收措施，一部分用于生产食品级  $\text{CO}_2$  和干冰，一部分  $\text{CO}_2$  返输管道，将终端脱出的  $\text{CO}_2$  返输海上进行驱油和封存，减少  $\text{CO}_2$  的排放，助力海洋油气开发绿色低碳转型升级，积极响应“碳达峰、碳中和”战略目标。





### 3.3.2 改扩建工程概况

#### 3.3.2.1 基本情况

项目名称：渤中 26-6 油田开发项目（二期）终端改造工程

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

建设性质：改扩建

建设地点：拟建项目位于滨州市北海经济开发区临港化工产业园西南侧滨州终端现有厂区及新增北侧征地，北海大街以北、疏港路以东，距离滨州市区约 60 公里。

产品：外输天然气、丙烷、丁烷或液化石油气（LPG）、稳定轻烃、液体二氧化碳及干冰等

建设周期：前期工程建设周期约 11 个月，预计开工时间为 2026 年 1 月；后期工程建设周期约 14 个月，预计开工时间为 2033 年 10 月。

年运行时间：350 天

主要建设内容和规模：

##### （1）前期工程（2026 年投产）

- 改造现有天然气处理系统，最大处理能力扩容至  $560 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；
- 新建 1 套脱酸装置，最大处理能力  $812.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；
- 新建 1 套  $\text{CO}_2$  回收利用及返输装置，最大处理能力  $48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，扩建后最大处理能力  $96 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

##### （2）后期工程（2035 年投产）

- 新建 1 套天然气处理系统，最大处理能力  $585 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，扩建后处理能力为  $1145 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；
- 新建 1 套  $\text{CO}_2$  回收利用及返输装置，最大处理能力  $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，扩建后处理能力为  $246 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；
- 新建 1 套脱盐水装置，设计规模为  $5 \text{t/h}$ ，扩建后设计规模为  $8 \text{t/h}$ ；
- 扩建现有循环水系统，扩建规模  $2600 \text{m}^3/\text{h}$ ，扩建后设计规模为  $5200 \text{m}^3/\text{h}$ 。

#### 3.3.2.2 工程组成

滨州终端改扩建项目包括前期工程（2026 年投产）和后期工程（2035 年投产），前期工程主要包括现有天然气处理系统扩容改造、新建 1 套脱酸装置、新建 1 套  $\text{CO}_2$  回收利用及返输装置等，后期工程主要包括新建 1 套天然气处理



系统、新建 1 套 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置，以及相关储运、公辅、环保等工程的改扩建。主要工程组成见表 3.3-10。

### 3.3.2.3 主体工程

#### a. 前期工程（2026 年投产）

##### 1) 现有天然气处理系统

前期工程通过对现有天然气处理系统进行改造，使最大处理能力扩容至  $** \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，同时新建脱酸、CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置等工程，以满足海上来料处理要求。前期工程扩建方案见图 3.3-13。





表 3.3-10 项目主要工程组成表

序号	装置或设施名称	设计规模及建设内容		
		现有工程	前期工程（2026 年投产）	后期工程（2035 年投产）
1.主体工程				
1.1	现有天然气处理系统	天然气处理能力 380×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d(40%-120%操作弹性，最大 456×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)。	改造现有天然气处理系统，最大处理能力扩容至 560×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d。 （1）脱水单元：新增分子筛干燥器，双塔流程改为三塔流程，适应气量增大的工况； （2）制冷单元：新增 1 具冷箱，现有冷箱作为备用；高峰气量开启膨胀机备机，“1 用 1 备”改为 2 台同时运行，若备机发生故障，在脱水单元之后增加旁通流程，直接外输至增压单元之后； （3）外输单元：新增 1 台 307×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d 外输气压缩机和配套的空冷器，“1 用 1 备”改为“2 用 1 备”。	（1）进站预处理单元：新增进站增压、水冷却器等设施； （2）新建 1 台 307×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d 外输压缩机和配套的空冷器，高峰气量下由“2 用 1 备”改为“3 用 1 备”。
1.2	天然气脱酸装置	最大处理能力为 300×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d。	新建 1 套脱酸装置，设计处理能力为 650×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d（操作弹性为 50~125%），最大处理能力 812.5×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，扩建后合计 1112.5×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d。	无变化
1.3	新建天然气处理系统	/	/	新建 1 套天然气处理装置，设计规模为 585 万 m <sup>3</sup> /d，主要包括脱水、制冷、分馏等单元。
2.配套工程				
2.1	CO <sub>2</sub> 回收利用及返输装置	设计处理能力 40×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d（操作弹性 50~120%），最大处理能力 48×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d。	新建 1 套设计处理能力 40×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d（操作弹性 50~120%），最大处理能力 48×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，扩建后最大处理能力 96×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d。	新建 CO <sub>2</sub> 回收利用返输装置 1 套，设计处理能力 150×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，改扩建后设计处理能力 246×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d。



序号	装置或设施名称	设计规模及建设内容		
		现有工程	前期工程（2026 年投产）	后期工程（2035 年投产）
3.储运工程				
3.1	装车泵	（1）丙烷 2×60m³/h、1×30m³/h； （2）丁烷、稳定轻烃均为 1×60m³/h、1×30m³/h	无变化	新增丙烷、丁烷、稳定轻烃装车泵各 1×60m³/h，扩建后丙烷 3×60m³/h、1×30m³/h，丁烷、稳定轻烃均为 2×60m³/h、1×30m³/h。
3.2	装车鹤管	丙烷、丁烷、稳定轻烃分别为 3×30m³/h、2×30m³/h、2×30m³/h	新增丙烷、丁烷、稳定轻烃分别为 2×30m³/h、1×30m³/h、1×30m³/h，扩建后 5×30m³/h、3×30m³/h、3×30m³/h	无变化
4.公辅工程				
4.1	供电系统	10kV、35kV 变配电所各 1 座	新建 1 座 35kV 变配电所，扩建后 2×35kV、1×35kV。	新建 1 座 110kV 变配电所（不属于本项目工程内容，另行评价）。
4.2	空氮系统	空气压缩机：3×1200m³/h 微热再生干燥机：3×1200m³/h 制氮撬块：2×300m³/h 工厂、仪表风罐：各 1×20m³ 氮气储罐：2×50m³	新增空气压缩机：2×1800m³/h 新增微热再生干燥机：2×1800m³/h 新增制氮撬块：1×300m³/h 新增工厂风罐：1×20m³ 新增仪表风罐、氮气储罐：各 1×50m³	无变化
4.3	循环冷却水系统	设计规模 2600m³/h	无变化	新增规模为 2600m³/h，扩建后设计规模 5200m³/h。
4.4	除盐水处理站	设计规模 3t/h	无变化	新建 1 套 5t/h 除盐水处理装置，扩建后设计规模 8t/h。
4.5	供热系统	3 台 23MW 导热油炉（“2 用 1 备”80%负荷运行）	新增一台低温位导热油循环泵（流量为 260m³/h），与现有 2 台泵“2 用 1 备”；“2 用 1 备”80%负荷改为“2 用 1 备”100%负荷或 3 台 80%负荷同时运行。	新增 3 台 23MW 导热油炉，与现有导热油炉“4 用 2 备”100%负荷或“5 用 1 备”80%负荷运行。



序号	装置或设施名称	设计规模及建设内容		
		现有工程	前期工程（2026 年投产）	后期工程（2035 年投产）
4.6	甲醇注入系统	已建 1 套甲醇注入系统	无变化	新建 1 套甲醇注入系统，包括甲醇储罐（DN2800×5000mm）、甲醇注入泵、甲醇卸车泵等。
4.7	燃料气系统	已建 1 套燃料气系统	无变化	改扩建，新建 1 具 DN2800×11200mm 的燃料气缓冲罐及配套的燃料气管线。
4.8	闭式排放系统	已有 1 套闭式排放系统，闭式排放罐Φ2400mm×8000mm	无变化	新建 1 套闭式排放系统，包括闭式排放罐（Φ2400mm×8000mm）及配套收集管网。
5.环保工程				
5.1	生产污水处理设施	污水处理规模为 20m³/h	无变化	改扩建，新增一具 10m³/h 气浮撬，除油罐、核桃壳过滤器等依托现有，扩建后污水处理规模为 30m³/h。
5.2	雨水监控池	1×3000m³	无变化	新建 1 座雨水监控池 1600m³。
6.依托工程				
6.1	厂内依托		依托内容	
6.1.1 储运工程				
6.1.1.1	丙烷球罐		现有 3×3000m³	
6.1.1.2	丁烷球罐		现有 2×3000m³	
6.1.1.3	稳定轻烃球罐		现有 2×3000m³	
6.1.1.4	二氧化碳储运单元	液态二氧化碳球罐	现有 4×1300m³	
		固态干冰仓储库	/	
		装车系统	现有 5×40m³/h	
6.1.2 公辅工程				
6.1.2.1	消防水罐		现有 2×10000m³	
6.1.2.2	供水系统	给水	市政供水管网供水，供水流量 350 m³/h，供水压力不低于 0.2MPa。绿化水用水量定额 2L/m²·d。	
6.1.2.3	闭式排放系统		闭式排放罐Φ2400×8000mm 以及配套管网。	



序号	装置或设施名称	设计规模及建设内容		
		现有工程	前期工程（2026 年投产）	后期工程（2035 年投产）
6.1.2.4	自动控制系统		包括分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）和火气系统（FGS）、定量装车系统、压缩机组控制系统（CCS）、工艺（设备）包可编程逻辑控制器（PLC）系统、智能设备管理系统（IDMS）、能源管理系统（EMS）等。	
6.1.3 环保工程				
6.1.3.1	污水处理系统	生活污水处理设施	现有设计处理规模 Q=2.3m³/h。	
6.1.3.2	火炬系统	常温火炬	最大泄放量 173.4t/h，常温、低温火炬同时泄放最大工况质量泄放量为 241.6t/h。	
		低温火炬	最大泄放量 160.9t/h，常温、低温火炬同时泄放最大工况质量泄放量为 241.6t/h。	
6.1.3.3	危废暂存间		建筑面积 1×200m²	
6.1.3.4	一般工业固废暂存间		建筑面积 1×100m²	
6.1.3.5	事故水池		1×13500 m³	
6.1.3.6	污染雨水池		1×1000m³、1×500 m³	
6.1.3.7	雨水监控池		1×3000m³	
6.2	厂外依托工程		依托内容	
6.2.1	天然气登陆管道		天然气登陆管道，共计 46km	
6.2.2	CO <sub>2</sub> 返输管道		CO <sub>2</sub> 返输管道，共计 48km	
6.2.3	厂外污水处理		滨州终端污水依托临港化工产业园污水处理厂进行处理，该污水处理厂设计处理规模 10000m³/d,采用“调节罐+气浮+水解酸化+两级 A/O 生化+二沉池+多介质过滤器+臭氧催化氧化+曝气生物滤池+多介质过滤器”处理工艺，尾水经北海新区人工湿地进一步净化后外排至郝家沟。	

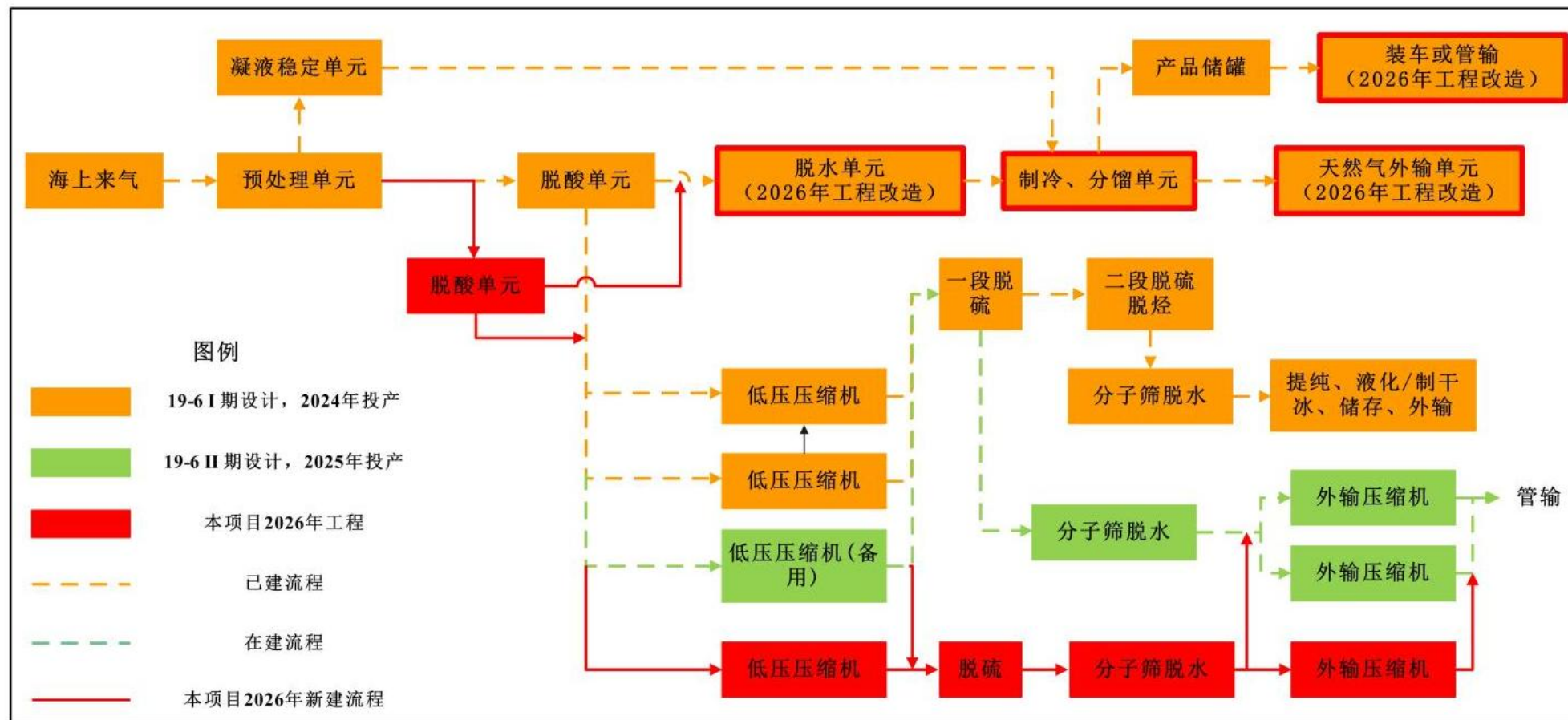


图 3.3-13 前期工程（2026 年投产）扩建流程图



## 2) 进站预处理单元

前期工程扩建后来料最大量工况为 $^{**}\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，段塞流捕集器设计处理能力为 $^{**}\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，改造后未达到段塞流捕集器设计处理量。因此，本单元无需改造。

## 3) 凝液稳定单元

从进站预处理单元来的凝液进凝液稳定单元，现有凝液稳定单元设计处理规模为 $^{**}\text{m}^3/\text{h}$ ，最大处理能力为 $^{**}\text{m}^3/\text{h}$ ，项目投产后，凝液最大量为 $^{**}\text{m}^3/\text{h}$ ，满足凝液处理量要求。因此，本单元无需改造。

## 4) 天然气脱酸单元

本项目新增 1 套天然气胺法脱酸装置，最大处理能力 $^{**}\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，操作弹性为 50~125%，采用 2 段吸收、2 段再生、2 级闪蒸工艺流程。

新建天然气脱酸单元新增主要设备见表 3.3-11。

表 3.3-11 新建天然气脱酸单元主要新增设备一览表

序号	设备名称	数量	设备型号	备注
一、塔器				
1	吸收塔(II)	1		
2	富液一段闪蒸塔(II)	1		
3	富液二段闪蒸塔(II)	1		
4	再生塔(II)	1		
二、容器				
1	净化气分离器(II)	1		
2	再生塔顶回流罐(II)	1		
3	溶剂配制回收罐(II)	1		
4	二段闪蒸气分液罐(II)	1		
5	溶剂储罐(II)	2		
三、换热器/空冷器				
1	气气换热器(II)	2		
2	溶液换热器(II)	2		
3	再生塔底重沸器(II)	2		前期工程投用 1
4	净化气水冷器(II)	1		
5	再生塔顶水冷器(II)	2		前期工程投用 1
6	贫液空冷器(II)	2		
7	管束	16		前期工程投用 10
8	再生塔顶空冷器(II)	2		
9	管束	8		前期工程投用 4
10	二段闪蒸气空冷器(II)	1		
四、泵				
1	半贫液增压泵(II)	3		前期工程投用 1
2	半贫液透平泵(II)	1		





序号	设备名称	数量	设备型号	备注
3	半贫液返塔泵(II)	2		
4	贫液提升泵(II)	2		
5	贫液增压泵(II)	3		
6	再生塔顶回流泵(II)	2		
7	溶剂泵(II)	2		
8	溶剂补充泵(II)	1		

## 五、过滤器

1	脱酸过滤分离器(II)	3		
2	胺液预过滤器(II)	3		
3	胺液活性炭过滤器(II)	2		
4	胺液后过滤器(II)	2		

## 六、橇装设备

1	消泡剂橇(II)	1	橇装	
---	----------	---	----	--

## 5) 天然气脱水单元

现有脱水单元最大处理量为 400 万  $\text{m}^3/\text{d}$ ，分子筛脱水采用两塔流程，为吸附（12 小时）-再生（6 小时）-冷吹（5.5 小时）-切换（0.5 小时）的操作流程。分子筛再生过程为等压再生，再生/冷吹气引自外输气压缩机出口。

前期工程最大量为 484 万  $\text{m}^3/\text{d}$ ，现有分子筛 DN3400×8500mm（分子筛高度 7000）无法满足脱水要求，需对分子筛再生系统进行改造。计划新增 1 具分子筛干燥器，脱水单元两塔流程改为三塔流程，为吸附（8 小时）-再生（7.5 小时）-冷吹（7.5 小时）-切换（0.5 小时）的操作流程，其他工艺设备均保持不变，新增主要设备见表 3.3-12。

表 3.3-12 天然气脱水单元主要新增设备

序号	名称	总数	备用	规格	尺寸	备注
1	分子筛干燥器					

## 6) 天然气制冷单元

本项目膨胀压缩机气量新增  $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，超过现有制冷单元设计能力，现有膨胀压缩机为 1 用 1 备，采用高峰气量开启膨胀机备机，若备机发生故障，在脱水单元之后增加旁通流程，直接外输至增压单元之后外输计量之前，经外输计量后直接外输，以增加流程的稳定性。同时新增 1 具冷箱，现有冷箱作为备用，改造后制冷单元满足需求。

## 7) 天然气分馏单元

天然气分馏单元从天然气中回收丙烷、丁烷、稳定轻烃或 LPG，经设计校核，在最大气量下，现有天然气分馏单元满足本项目要求。因此，本单元无需



改造。

#### 8) 天然气外输单元

来自天然气制冷单元的干气进入外输气压缩机（1 用 1 备），压力提升到 5.1MPa(g)，再通过外输气压缩机出口空冷器冷却至 55℃后，进入计量撬设施，计量外输。

现有单台外输压缩机设计流量为  $307 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，考虑外输压缩机 1.2 倍操作弹性，最大外输量为  $368 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，在气量高峰年最大外输量为  $415 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，无法满足处理要求，新增 1 台同等规模的外输气压缩机和配套的空冷器，“1 用 1 备”改为“2 用 1 备”，最大外输量为  $736 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，满足项目需求。天然气外输单元主要新增设备见表 3.3-13。

表 3.3-13 天然气外输单元主要新增设备

序号	设备名称	数量	设备型号	备注
1	外输气压缩机	1	压力：2.67MPa(g)（入口）， 5.1MPa(g)（出口）	新增 1 台，2 用 1 备
2	外输气空冷器 III	1	/	

#### b. 后期工程（2035 年投产）

后期工程主要包括新建 1 套天然气处理系统、1 套 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置、1 套脱盐水装置、扩建现有循环水系统等，以满足后期工程后海上来料处理要求。后期工程扩建方案见图 3.3-14。

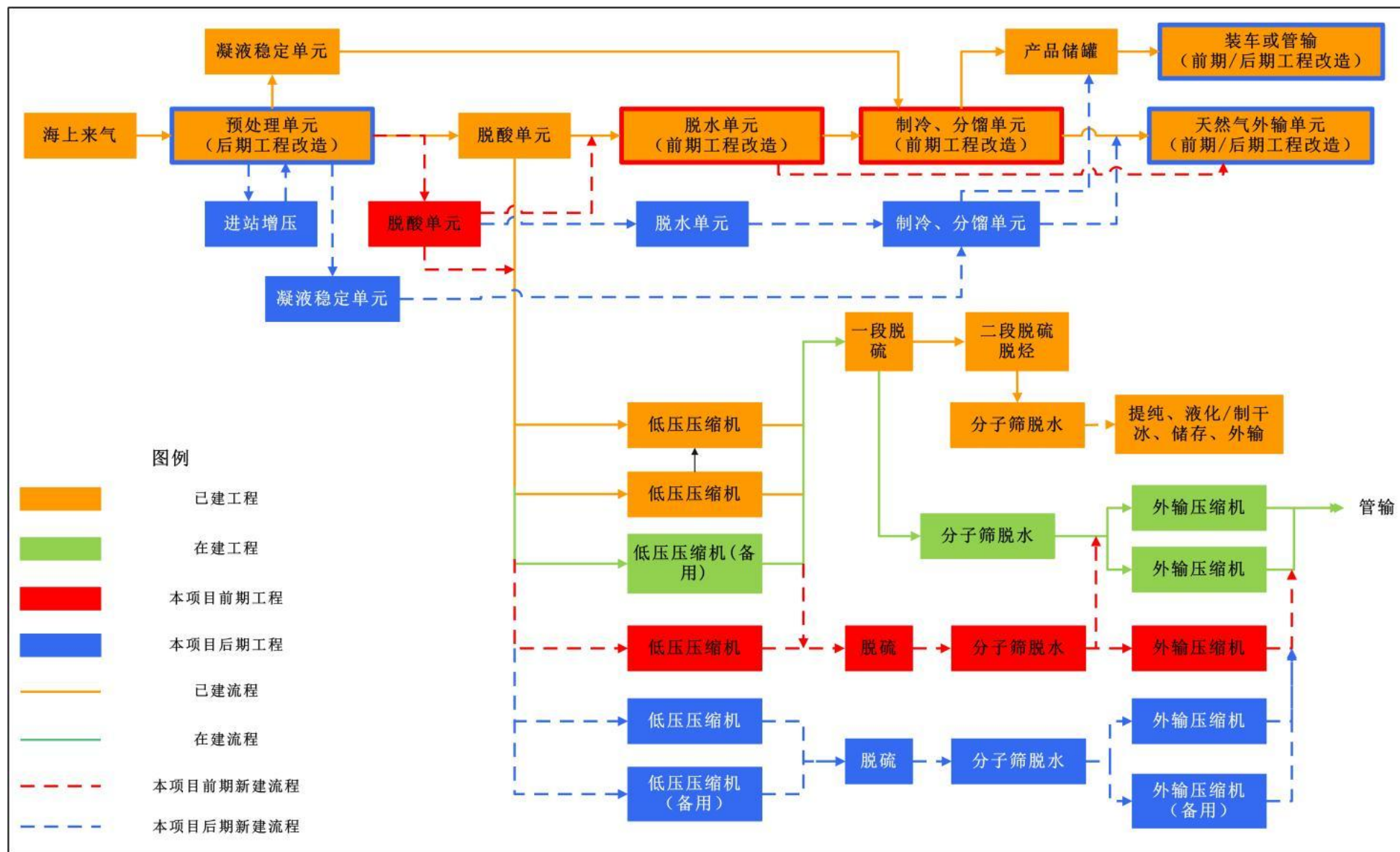


图 3.3-14 后期工程（2035 年投产）扩建流程图



## 1) 现有天然气处理系统改造工程

## ● 进站预处理单元

2035 年后进气量增加，海管物流降压进站，天然气进站压力由 5500kPa 降至 3500kPa，最大进站气量为  $1111 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，因此对现有进站预处理单元新增进站增压设施，考虑增加进站压缩机后夏季温度升高对后续流程的影响，同步增加水冷却器，保证天然气进脱酸装置温度不高于  $40^\circ\text{C}$ 。改扩建后最大处理规模为  $1111 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，可满足本项目需求。

## ● 天然气外输单元

2035 年后天然气经脱碳、轻烃回收后的干气最大外输量达到  $895 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，前期工程投产后外输压缩机“2 用 1 备”，为满足新增气量的外输要求，需新增 1 台同等规模的外输压缩机和外输气空冷器，高峰气量下“3 用 1 备”，增加外输单元设备见表 3.3-14。

表 3.3-14 新增主要设备表

序号	名称	总数	规格
1	外输气压缩机	1	
2	外输气空冷器	1	
3	计量撬	1	

## 2) 新建天然气处理系统

## ● 凝液稳定单元

2035 年后最大凝液量为  $92 \text{m}^3/\text{h}$ ，新建 1 套设计处理量为  $40 \text{m}^3/\text{h}$ （最大  $48 \text{m}^3/\text{h}$ ）凝液稳定单元，操作弹性 40%~120%，扩建后最大处理规模为  $96 \text{m}^3/\text{h}$ ，可满足项目需求。新增设备见表 3.3-15。

表 3.3-15 新增主要设备表

序号	设备名称	数量	规格	备注
1	凝液稳定塔	1		填料塔
2	入口分液罐	1		立式
3	凝液塔底重沸器	1		/
4	凝液稳定塔底泵	2		1 用 1 备
5	稳定气压缩机	2		1 用 1 备

## ● 天然气脱酸单元

前期工程投用后，天然气脱酸单元最大处理规模为  $** \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，2035 年后最大进气量为  $** \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，天然气脱酸单元可满足本项目要求。因此，本单元无需改造。



### ● 天然气脱水单元

新建一套最大 $10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的脱水装置，采用吸附（12 小时）-再生（6 小时）-冷吹（5.5 小时）-切换（0.5 小时）的两塔操作流程。分子筛再生过程为等压再生，再生/冷吹气引自外输气压缩机出口。新增主要设备见表 3.3-16。

表 3.3-16 新增主要设备表

序号	名称	总数	备用	热负荷	规格
1	分子筛干燥器	2	/	/	
2	汞吸附塔	1	/	/	
3	再生气分水罐(一)	1	/	/	
4	再生气分水罐(二)	1	/	/	
5	再生气换热器	1	/	1090kW	
6	再生气加热器	1	/	2200kW	
7	再生气丙烷冷却器	1	/	785kW	
8	再生气冷却器	1	/	700kW	
9	再生气空冷器	1	/	1630kW	
10	过滤分离器	2	1	/	
11	分子筛出口过滤器	2	1	/	
12	汞吸附塔出口过滤器	2	1	/	
13	再生气压缩机	2	1	30000m <sup>3</sup> /h	

### ● 天然气制冷单元

新增一套设计规模为 $10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的制冷单元，采用丙烷预冷+膨胀机+DHX 制冷模式，丙烷收率 95%以上。制冷单元新增主要设备表见表 3.3-17。

表 3.3-17 新增主要设备表

序号	名称	总数	备用	规格
1	重接触塔	1	/	
2	脱乙烷塔	1	/	
3	低温分离器	1	/	
4	脱乙烷塔底再沸器	1	/	
5	重接触塔底泵	2	1	
6	膨胀/压缩机	2	1	
7	天然气冷箱	1	/	
8	丙烷压缩机	1	/	

### ● 天然气分馏单元

新增 1 套设计规模为 $10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的分馏单元，分馏单元新增主要设备见表





## 3.3-18。

表 3.3-18 新增主要设备表

序号	名称	总数	备用	规格
1	脱丙烷塔	1	/	
2	脱丁烷塔	1	/	
3	脱丙烷塔顶回流罐	1	/	
4	脱丁烷塔顶回流罐	1	/	
5	脱丙烷塔底重沸器	1	/	
6	脱丁烷塔底重沸器	1	/	
7	脱丙烷塔顶冷却器	1	/	
8	脱丁烷塔顶冷却器	1	/	
9	轻烃冷却器	1	/	
10	脱丙烷塔顶回流泵	2	1	
11	脱丁烷塔塔顶回流泵	2	1	
12	脱丁烷塔底泵	2	1	

## 3.3.2.4 配套工程

## a. 前期工程（2026 年投产）

前期工程的配套工程主要是 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置。天然气脱酸单元脱出的 CO<sub>2</sub> 经脱硫、脱烃、脱水后，部分增压（或者全部）返输海上进行驱油/封存，部分继续进入 CO<sub>2</sub> 回收利用单元中后续提纯塔生产液体二氧化碳/干冰，驱油/封存用的 CO<sub>2</sub> 采用超临界管道输送工艺。最大脱碳量为  $^{**}\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，现有 CO<sub>2</sub> 返输大气处理能力为  $^{**}\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，无法满足本项目要求。本项目新建 1 套 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置，最大处理能力为  $^{**}\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目投产后 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输能力为  $^{**}\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足本项目 CO<sub>2</sub> 项目需求。

## 1) 工艺流程

脱酸单元再生塔顶回流罐来气经 CO<sub>2</sub> 压缩机增压后经空冷器冷却后，进常温脱硫塔入口分离器进行气液分离。经常温脱硫塔、后脱硫塔脱硫，满足外输 CO<sub>2</sub> 管道 H<sub>2</sub>S（H<sub>2</sub>S 含量  $\leq 10\text{ppm}$ ）、总硫（总硫含量  $\leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ ）工艺指标后，经 CO<sub>2</sub> 分子筛入口丙烷冷却器的管程后至 CO<sub>2</sub> 分子筛入口分离器前，进入分子筛脱水橇脱水至含水量  $\leq 200\text{ppm}$ 。CO<sub>2</sub> 经脱硫、脱水后达到外输控制的工艺指标后，进入 CO<sub>2</sub> 外输压缩机增压，经压缩机出口空冷器冷却至 55℃，以超临界态管道输送。

## 2) 主要工艺设备





新增主要设备包括外输 CO<sub>2</sub> 脱硫塔、CO<sub>2</sub> 压缩机、外输压缩机等，见表 3.3-19。

表 3.3-19 新增主要设备表

序号	设备名称	数量	设备型号	备注
一、塔器				
1	外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔	3		/
二、容器				
1	外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔入口分	1		/
2	外输 CO <sub>2</sub> 再生气分水罐	1		/
三、换热器/空冷器				
1	外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔入口丙	1		/
2	外输 CO <sub>2</sub> 再生气换热器	2		/
3	外输 CO <sub>2</sub> 再生气加热器	1		/
4	外输 CO <sub>2</sub> 再生气冷却器	1		/
5	外输 CO <sub>2</sub> 再生气空冷器	1		/
四、压缩机				
1	CO <sub>2</sub> 压缩机	1		新增 1 台，3 开
2	CO <sub>2</sub> 外输压缩机	1		新增 1 台，2 开
五、橇装设备				
1	外输 CO <sub>2</sub> 分子筛干燥橇	1	成套外购	/

#### b. 后期工程（2035 年投产）

后期工程的配套工程主要是 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置。陆上工程后期工程新建 1 套 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置，最大处理能力  $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用超临界管道输送工艺。新增主要设备见表 3.3-20。

表 3.3-20 新增主要设备表

序号	名称	总数	备用	规模/规格
1	CO <sub>2</sub> 压缩机	2	/	
2	常温脱硫塔入口丙烷冷却器	1	/	
3	常温脱硫塔入口分离器	1	/	
4	常温脱硫塔	3	/	
5	CO <sub>2</sub> 分子筛入口过滤器	2	1	
6	CO <sub>2</sub> 分子筛干燥器撬	1	/	
7	CO <sub>2</sub> 分子筛出口过滤器	2	1	
8	CO <sub>2</sub> 再生气换热器	1	/	
9	CO <sub>2</sub> 再生气加热器	1	/	
10	CO <sub>2</sub> 再生气冷却器	1	/	
11	CO <sub>2</sub> 再生气分水罐	1	/	
12	外输压缩机	2	1	



## 3.3.2.5 储运工程

## a. 前期工程（2026 年投产）

为提高装车灵活性，新增 2 个丙烷、1 个丁烷和 1 个稳定轻烃装车鹤位，每个鹤管额定装车量为  $**\text{m}^3/\text{h}$ ， $\text{CO}_2$  装车系统不变。储运系统新增主要工艺设备见表 3.3-21。

表 3.3-21 新增主要设备表

序号	名称	总数	设计规模	规格
1	丙烷装车鹤管	2		
2	丁烷装车鹤管	1		
3	稳定轻烃装车鹤管	1		

## b. 后期工程（2035 年投产）

滨州终端装载系统主要包括丙烷、丁烷、稳定轻烃和  $\text{CO}_2$  装车鹤位等。为满足后期工程装车需求，新增丙烷、丁烷和稳定轻烃装车泵各 1 台，规模均为  $**\text{m}^3/\text{h}$ ， $\text{CO}_2$  装车泵无变化。储运系统新增主要工艺设备见表 3.3-22。

表 3.3-22 新增主要设备表

序号	名称	总数	设计规模	规格
1	丙烷装车泵	1		
2	丁烷装车泵	1		
3	稳定轻烃装车泵	1		

## 3.3.2.6 公辅工程

## a. 前期工程（2026 年投产）

## 1) 供电系统

经设计校核，为满足本项目需求，需新建一座 35kV 变电站。

## 2) 空氮系统

经核算项目投产后总用气负荷，净化风总用量为  $3313\text{m}^3/\text{h}$ ，氮气总用量  $578\text{m}^3/\text{h}$ ，原有空压制氮系统已不能满足生产需求，拟在预留位置新增 2 组压缩机撬（ $2\times 1800\text{m}^3/\text{h}$ ）、2 组微热再生干燥器撬（ $2\times 1800\text{m}^3/\text{h}$ ）、1 组制氮撬块（ $1\times 300\text{m}^3/\text{h}$ ）、1 具工厂风罐（ $1\times 20\text{m}^3$ ）、1 具仪表风罐（ $1\times 50\text{m}^3$ ）和 1 具氮气储罐（ $1\times 50\text{m}^3$ ）。

正常运行时，开启现有工程 2 台  $1200\text{m}^3/\text{h}$  和本次新增 1 台  $1800\text{m}^3/\text{h}$  空压机，开启对应的干燥机，开启 2 套产氮量  $300\text{m}^3/\text{h}$  变压吸附制氮撬块，为项目提供合格的仪表风和氮气。新增主要工艺设备见表 3.3-23。



表 3.3-23 新增主要设备表

序号	名称	总数	备用	规格
1	空气压缩机	2	1	
2	工厂风罐	1	/	
3	微热再生式干燥机	2	1	
4	仪表风罐	1	/	
5	变压吸附制氮撬块	1	/	
6	氮气储罐	1	/	

### 3) 供热系统

滨州终端一期低温位导热油用户为再生塔底重沸器，热负荷 18.2MW，对应低温位导热油循环量为 535.2t/h。前期工程投产低温位导热油热负荷为 28MW，对应低温位导热油循环量为 823.4t/h（1082m<sup>3</sup>/h），现有低温位导热油泵有 2 台，额定流量为 876m<sup>3</sup>/h，扬程 60m，按照现有低温位导热油供给新增脱碳校核，扬程满足要求，泵流量偏小。按照充分利用现有设施、节省投资思路，前期工程新增一台小泵（260m<sup>3</sup>/h）方案进行改造，与现有 2 台泵“2 用 1 备”。

#### b. 后期工程（2035 年投产）

##### 1) 供水系统

###### ● 循环冷却水

后期工程全厂循环水最大用水量为 4600m<sup>3</sup>/h，为满足项目需求，对现有 2600m<sup>3</sup>/h 的开式循环冷却水系统扩建，扩建规模为 2600m<sup>3</sup>/h，扩建后循环冷却水系统合计规模 5200m<sup>3</sup>/h。

###### ● 除盐水

滨州终端现有一套规模为 3t/h 的除盐水处理装置，采用双级反渗透+EDI 联合除盐工艺。为满足后期工程需要，新建一套规模为 5t/h 的除盐水装置，采用双级反渗透+EDI 联合除盐工艺，扩建后除盐水合计规模为 8t/h。

##### 2) 供电系统

经设计校核，为满足本项目需求，需新建一座 110kV 变电站，不在本次评价范围内，后期另行评价。

##### 3) 供热系统

后期工程所需最大用热负荷 92MW，终端已建供热系统无法满足工艺装置用热负荷需求，拟新增 3 台 23000kW 导热油炉，与现有工程 3 台导热油炉 5 用 1 备（80%负荷）或 4 用 2 备（100%负荷），同时增加高温热油循环泵、低温热油循环满足用热负荷需求，储油罐、膨胀罐依托已建设施。新增主要工艺设备



见表 3.3-24。

表 3.3-24 新增主要设备表

序号	名称	总数	备用	规格	备注
1	导热油炉	3	/		
2	高温热油循环泵	3	/		
3	低温热油循环泵	3	/		

#### 4) 甲醇注入系统

为防止天然气在处理工艺中产生冻堵，新建设 1 套甲醇注入系统，主要包括甲醇储罐、甲醇注入泵、甲醇卸车泵等。新增主要工艺设备见表 3.3-25。

表 3.3-25 新增主要设备表

序号	名称	总数	备用	规格
1	甲醇储罐	1	/	
2	甲醇注入泵	2	/	
3	甲醇卸车泵	1	/	

#### 5) 燃料气系统

2035 年后燃料气最大设计用量为  $13657\text{m}^3/\text{h}$ ，为有效脱除燃料气中液滴，需新增 1 具 DN2800×11200 的燃料气缓冲罐及配套的燃料气管线。新增主要工艺设备见表 3.3-26。

表 3.3-26 新增主要设备表

序号	名称	总数	备用	规格
1	燃料气分液罐	1	0	

### 3.3.2.7 环保工程

#### a. 前期工程（2026 年投产）

经校核，现有工程环保措施可满足前期工程项目需求，无需改造。

#### b. 后期工程（2035 年投产）

##### 1) 污水处理系统

##### ● 生产废水处理系统

现有生产废水处理系统处理规模  $20\text{m}^3/\text{d}$  ( $20\text{m}^3/\text{h}$ )，采用“除油罐+紧凑式气浮+核桃壳过滤器”工艺流程，处理后的生产废水排入监控池，与处理后的生活污水泵送至滨州临港化工产业园污水处理厂，污油和浓缩后的污泥作为危险废物交有资质单位处置，废气收集至废气处理撬集中处理。本项目投产后进入生产废水处理系统处理的最大废水量为  $26.34\text{m}^3/\text{h}$ ，拟增加一具  $10\text{m}^3/\text{h}$  气浮撬，与现有气浮撬并联运行，污水处理站规模扩建至  $30\text{m}^3/\text{d}$  ( $30\text{m}^3/\text{h}$ )，整



体工艺流程与现有工程一致，处理能力可以满足本项目需求。

- 雨水监控池

北侧新征地新建 1 座雨水监控池\*\*m<sup>3</sup>，新建后雨水监控池\*\*m<sup>3</sup>、\*\*m<sup>3</sup> 各 1 座，可满足本项目需求。

### 3.3.2.8 依托工程

陆上工程依托工程包括厂内和厂外依托工程，厂内依托工程主要包括产品储罐、供水系统、生活污水处理系统、火炬放空系统、危废暂存间、一般工业固废暂存间等，厂外依托工程主要包括天然气登陆管道、CO<sub>2</sub> 返输管道、临港化工产业园污水处理厂等。经校核，依托工程均能满足陆上工程前期工程和后期工程依托，无需改造。

#### a. 厂内依托工程

##### 1) 储运工程

滨州终端现有产品储运工程主要包括丙烷、丁烷、稳定轻烃和 CO<sub>2</sub> 储存和装车系统。产品储罐主要包含丙烷、丁烷、稳定轻烃球罐、CO<sub>2</sub> 储罐和固态干冰仓储库。其中，丙烷、丁烷球罐也可储存液化石油气（LPG）产品。根据设计校核，现有各产品储罐罐容和固态干冰仓储库满足储存天数要求，无需改造。

##### 2) 公辅工程

- 消防系统

现有工程设置环状消防管网，采用稳高压消防给水系统。消防管网设置地上式消火栓、消防水炮、泡沫炮及干粉炮，服务厂区装置区、储罐区、装卸区、辅助生产设施区及厂前办公区。经校设计核，现有消防水罐、消防冷却水泵满足本项目消防用水需求，仅为新增工艺装置区增加消防管网、消防栓炮以及移动式灭火器材等。

- 供水系统

现有工程水源为滨州临港化工产业园区负责将北海经济开发区市政给水管网供水管线接至终端用地红线处，满足 24h 不间断供水需求，供水压力不低于 0.2MPa，原水水质满足《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）。滨州终端终端给水设计供水规模按 350 m<sup>3</sup>/h，可满足本项目需求，无需改造。

- 生活污水处理系统

现有生活污水处理系统处理规模为\*\*m<sup>3</sup>/d（2.3m<sup>3</sup>/h），生活污水经管道系





统收集后先进入化粪池、生活污水池，再由生活污水泵提升至污水处理系统中的监控池，与处理后的生产废水一起排入滨州临港化工产业园污水处理厂集中处理。现有生活污水处理系统可满足本项目需求，无需改造。

#### ● 火炬放空系统

放空火炬系统是天然气终端必需的安全设施，主要用于生产装置事故状态排出的可燃气体以及生产装置开、停车状态时产生的可燃气体的排放燃烧。

滨州终端现有 2 组火炬管网系统：常温火炬系统和低温火炬系统，采用高架火炬方式。根据泄放点泄放温度、泄放压力不同，火炬气在常温/低温分液罐内分液后，分别进入常温/低温火炬燃烧。其中，常温火炬系统的最大泄放量为 \*\*t/h，低温火炬系统的最大泄放量为 \*\*t/h，常温、低温火炬同时泄放最大工况质量泄放量为 \*\*t/h。本项目新增一套最大处理能力 \*\*万方/天脱酸装置，至常温火炬系统最大泄放量为 \*\*t/h，至低温火炬系统最大泄放量为 \*\*t/h，总泄放量为 \*\*t/h，未超过已建火炬系统常温、低温火炬同时泄放最大工况质量泄放量 \*\*t/h。因此，本项目火炬放空系统满足设计要求，无需改造。

#### ● 危废暂存间

现有工程设有 1 座 \*\*m<sup>2</sup> 的危险废物暂存间，危废暂存间建设满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求。现有危废暂存间可满足本项目危险废物贮存需求，无需改造。

#### ● 一般工业固废暂存间

现有工程设有 1 座 \*\*m<sup>2</sup> 一般工业固废暂存间，建设满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求。现有一般工业固废暂存间可满足本项目危险废物贮存需求，无需改造。

#### ● 废气污染治理设施

##### i 污水处理站废气治理设施

现有生产污水处理系统中除油罐、污油罐、回收水池、含油污泥池等构筑物的废气通过管道收集输送至废气处理撬进行集中处理，撬内采用“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附床”工艺，设计废气处理量为 \*\*Nm<sup>3</sup>/h，处理达标后经 15 米高排气筒达标排放。现有污水处理站废气治理设施满足本项目需求，无需改造。





## ii 危废暂存间废气治理设施

现有危废暂存间设置了废气治理设施，采用“活性炭吸附+化学过滤”两级工艺处理，废气经收集后排至废气处理设施，设计废气处理量为 $22\text{Nm}^3/\text{h}$ ，处理达标后经 15 米高排气筒达标排放。现有废气治理设施满足本项目需求，无需改造。

### b. 厂外依托工程

#### 1) 天然气登陆管道

现有天然气管道在滨州港登陆，出水点至滨州终端管道长度为 46km。其中，架空管道长度为 36.5km，埋地管道长度为 9.5km。经设计校核，现有管道满足项目需求，无需改造。

#### 2) $\text{CO}_2$ 返输管道

现有  $\text{CO}_2$  返输管道与现有天然气管道走向基本一致，管道全长 48km。经设计校核，现有管道满足项目需求，无需改造。

#### 3) 厂外污水处理

滨州终端污水依托临港化工产业园污水处理厂进行处理，该污水处理厂的设计处理规模  $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“调节罐+气浮+水解酸化+两级 A/O 生化+二沉池+多介质过滤器+臭氧催化氧化+曝气生物滤池+多介质过滤器”处理工艺，尾水经北海新区人工湿地进一步净化后外排至郝家沟。

临港化工产业园污水处理厂服务范围内现有及其他在建项目废水产生量约  $7000\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力约为  $3000\text{m}^3/\text{d}$ 。滨州终端现有废水产生量约  $538.9\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增废水产生量约为  $643.4\text{m}^3/\text{d}$ （包括前期工程），本次改扩建后，滨州终端废水产生量共为  $1182.3\text{m}^3/\text{d}$ ，小于临港化工产业园污水处理厂的剩余处理能力，依托是可行的。

### 3.3.2.9 主要指标

#### a. 进站原料

渤中 26-6 二期项目依托现有滨州终端进行原料处理和产品销售，根据进站数据，由于渤中 26-6 项目循环注气，终端进站气中的  $\text{CO}_2$  含量升高。前期工程 2029 年上半年进气量达到最高，最大进气量为  $526 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目投产后，最大处理能力扩容至  $560 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。后期工程 2041 年进气量达到最高，最大进气量为  $1111 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目投产后，最大处理能力为  $1111 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，均可满足项



目需要。

滨州终端进站气量及组分见表 3.3-27 和表 3.3-28。

表 3.3-27 项目进站气量表

序号	年份	气量 (万 m <sup>3</sup> /d)	进站 CO <sub>2</sub> 含量 (%)
<b>一、前期工程 (2026 年投产)</b>			
1	2026 下半年		
2	2027 上半年		
3	2027 下半年		
4	2028 上半年		
5	2028 下半年		
6	2029 上半年		
7	2029 下半年		
8	2030 上半年		
9	2030 下半年		
10	2031 上半年		
11	2031 下半年		
12	2032 上半年		
13	2032 下半年		
14	2033 上半年		
15	2033 下半年		
16	2034 上半年		
17	2034 下半年		
<b>二、后期工程 (2035 年投产)</b>			
1	2035 年		
2	2036 年		
3	2037 年		
4	2038 年		
5	2039 年		
6	2040 年		
7	2041 年		
8	2042 年		
9	2043 年		
10	2044 年		
11	2045 年		
12	2046 年		
13	2047 年		
14	2048 年		
15	2049 年		
16	2050 年		
17	2051 年		
18	2052 年		
19	2053 年		
20	2054 年		



表 3.3-28 典型年份进站气组分表 单位：mol

序号	组分	前期工程（2026 年投产）	后期工程（2035 年投产）	
		2029 上半年（%）	2035 年（%）	2041 年（%）
1	氮气（Nitrogen）			
2	二氧化碳（CO <sub>2</sub> ）			
3	甲烷（Methane）			
4	乙烷（Ethane）			
5	丙烷（Propane）			
6	异丁烷（i-Butane）			
7	正丁烷（n-Butane）			
8	异戊烷（i-Pentane）			
9	正戊烷（n-Pentane）			
10	正己烷（n-Hexane）			
11	正庚烷（n-Heptane）			
12	正辛烷（n-Octane）			
13	正壬烷（n-Nonane）			
14	正癸烷（n-Decane）			
15	硫化氢（H <sub>2</sub> S）			
16	其他组分			

## b. 辅料

本项目主要辅料为脱硫剂、分子筛等，见表 3.3-29。

表 3.3-29 项目辅料消耗情况一览表

序号	名称	单位	设计消耗量	备注（更换频次等）
一、前期工程（2026 年投产）				
1	导热油	t/5a		新增消耗量，5 年更换或再生
2	脱硫剂	m <sup>3</sup> /a		CO <sub>2</sub> 回收利用单元新增脱硫塔 1 台，装填量 31.4m <sup>3</sup> ，半年更换一次
3	4A 分子筛	m <sup>3</sup> /3a		天然气脱水单元新增 1 台 4A 分子筛脱水塔，装填量 65m <sup>3</sup> ，3 年更换一次
4	3A 分子筛	m <sup>3</sup> /5a		CO <sub>2</sub> 回收利用单元新增 1 台 3A 分子筛脱水塔，装填量 13m <sup>3</sup> ，5 年更换一次
5	消泡剂	m <sup>3</sup> /h		天然气脱酸单元新增 1 台消泡剂撬，消泡剂泵最大流量为 0.25m <sup>3</sup> /h。消泡剂按需加入。
6	活性炭	m <sup>3</sup> /（3~5a）		天然气脱酸单元新增胺液活性炭过滤器，装填量合计为 30m <sup>3</sup> ，按需更换，正常 3~5 年更换一次。
7	瓷球	t/a		外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔（TW-1941A/B/C）瓷球，半



序号	名称	单位	设计消耗量	备注（更换频次等）
				年更换一次
二、后期工程（2035 年投产）				
1	导热油	t/5a		新增消耗量，5 年更换或再生
2	脱硫剂	m <sup>3</sup> /a		半年更换一次
3	4A 分子筛	m <sup>3</sup> /3a		3 年更换一次
4	3A 分子筛	m <sup>3</sup> /5a		5 年更换一次
5	脱汞剂	m <sup>3</sup> /8a		8 年更换一次
6	活性炭	t/3a		3 年更换 1 次
7	瓷球	t/a		外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔（TW-1941A/B/C）瓷球，半年更换一次

### c. 产品

本项目投产后主要产品为外输天然气、丙烷、丁烷或液化石油气（LPG）、稳定轻烃、液体二氧化碳及干冰。丙烷、丁烷或液化石油气（LPG）、稳定轻烃、液体二氧化碳至储运罐区储存，干冰由干冰库储存，汽车外运；天然气外输至管网。本项目投产后各阶段产品产量见表 3.3-30。

表 3.3-30 产品产量 单位：万 t/a

序号	名称	现有工程 产品产量	前期工程（2026 年投产） 产品产量	后期工程（2035 年投产） 产品产量
1	天然气（干气）			
2	丙烷			
3	丁烷			
4	稳定轻烃			
5	液体二氧化碳			
6	干冰			

#### 1) 外输干气

满足《天然气》（GB17820-2018）中一类气的标准，产品指标见表 3.3-31。

表 3.3-31 外输干气产品指标

序号	项目	一类气
1	高位发热值，MJ/m <sup>3</sup>	≥34
2	总硫（以硫计），mg/m <sup>3</sup>	≤20
3	硫化氢含量，mg/m <sup>3</sup>	≤6
4	二氧化碳摩尔分数，%	≤3.0

#### 2) 液化石油气

符合《液化石油气》（GB11174-2011）的要求，产品指标见表 3.3-32。

表 3.3-32 液化石油气产品指标

序号	项目	质量指标		
		商品丙烷	商品丁烷	商品丙、丁烷混合物



序号	项目		质量指标		
			商品丙烷	商品丁烷	商品丙、丁烷混合物
1	37.8℃时蒸汽压（表压），kPaA		≤1430	≤485	≤1380
2	组分（φ） %	丙烷组分	≥95		
		丁烷及以上组分	≥2.5		
		（丙烷+丁烷）组分		≥95	≥95
		戊烷及以上组分		≤2.0	≤3.0
3	密度（15℃） kg/m <sup>3</sup>			-	-
4	铜片腐蚀，级 不大于		1	1	1
5	总硫含量ω（mg/m <sup>3</sup> ）		≤343	≤343	≤343

### 3) 稳定轻烃

符合《稳定轻烃》（GB9053-2013）中 1 号稳定轻烃的要求，稳定轻烃的产品指标见表 3.3-33。

表 3.3-33 稳定轻烃产品指标

序号	项目	一类气
1	饱和蒸汽压，kPa	74~200
2	馏程 90%蒸发温度，℃ 终馏点，℃ 60℃蒸发率，%	不高于 135 不高于 190 实测
3	硫含量，%	不大于 0.05
4	机械杂质及水分	无
5	铜片腐蚀，级	不大于 1 级
6	颜色，赛波特颜色号	+25

### 4) 二氧化碳产品

二氧化碳产品指标见表 3.3-34。



表 3.3-34 二氧化碳产品指标

项目	指标		
	气态二氧化碳	液态二氧化碳	固态二氧化碳
二氧化碳(CO <sub>2</sub> )含量,φ/%≥	99.9	99.9	-
水分/(μL/L)≤	20	20	-
氧(O <sub>2</sub> )/(μL/L)≤	30	30	-
一氧化碳 a(CO)/(μL/L)≤	10	10	-
油脂/(mg/kg)≤	-	5	13
蒸发残渣/(mg/kg)≤	-	10	25
一氧化氮 b(NO)/(μL/L)≤	2.5		
二氧化氮 c(NO <sub>2</sub> )/(μL/L)≤	2.5		
二氧化硫(SO <sub>2</sub> )/(μL/L)≤	1.0		
总硫 d(除 SO <sub>2</sub> 外, 以 S 计)/(μL/L)≤	0.1		
总挥发烃 e(以 CH <sub>4</sub> 计)/(μL/L)≤	50 (其中非甲烷烃≤20)		
苯(C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )/(μL/L)≤	0.02		
甲醇(CH <sub>3</sub> OH)/(μL/L)≤	10		
乙醛(CH <sub>3</sub> CHO)/(μL/L)≤	0.2		
环氧乙烷 f(CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> O)/(μL/L)≤	10		
氯乙烯(CH <sub>2</sub> CHCl)/(μL/L)≤	0.3		
氨(NH <sub>3</sub> )/(μL/L)≤	2.5		
氰化氢 g(HCN)/(μL/L)≤	0.5		

#### 5) 二氧化碳外输气

二氧化碳外输气应符合:

(1) 水含量≤200ppm (摩尔分数), 同时水露点应低于输送条件下管道环境温度 5℃。

(2) H<sub>2</sub>S 含量≤10ppm (质量分数), 总硫含量(以硫计)≤200mg/m<sup>3</sup>。

(3) O<sub>2</sub> 含量≤10ppb。

#### 3.3.2.10 总平面布置

##### a. 前期工程 (2026 年投产)

前期工程在已征地的工艺装置预留区改造现有天然气处理装置、新增脱酸装置和 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置等, 平面布置如下:

##### (1) 工艺装置区





工艺装置区改造包括天然气脱水单元、天然气制冷单元、天然气外输单元，在天然气脱水单元干燥塔附近增加一台分子筛干燥器，在天然气制冷单元已建冷箱东侧增加一台冷箱；在已建外输压缩机东侧布置新增的外输压缩机。

工艺装置区新建工程包括天然气脱酸装置和 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置。新增天然气脱酸单元布置在滨州终端已建天然气脱酸单元南侧预留用地。新增 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输单元布置在滨州终端已建 CO<sub>2</sub> 回收利用单元南侧预留用地，新增一列东西方向管架与滨州终端已建管架对称布置；新增设施地块设消防检修通道。

(2) 在一期 35kV 变电所西侧预留区，布置新建 35kV 变电所。

(3) 在滨州终端已建装车区新增丙烷、丁烷及稳定轻烃装车台共计 4 个。

(4) 根据项目用地需求，在一期用地北侧拟新征地 178.68 亩，其西侧新建一座桥梁和大门，与站外道路进行连接，本区域前期工程主要用于布置料棚。

#### b. 后期工程（2035 年投产）

后期工程在已征地的工艺装置预留区新建天然气处理装置，在前期工程二氧化碳回收利用装置西侧布设凝液稳定单元，南侧布置天然气脱水、分馏、脱酸、制冷单元和二氧化碳脱水装置，临近已建工艺装置，工艺流程顺畅。在段塞流捕集器南侧、已建外输计量橇西侧布置新增的外输计量橇。在热媒供热区新建 3 台热媒炉和高、低温热媒循环泵各 3 台。在新增 178.68 亩征地北侧中部，已建丙烷罐区北侧，布置 1 套 150×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d 的 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置，新增征地东侧为项目预留地。

本项目新增设施与周边设施的距离满足防火规范要求，工艺流程顺畅，分区明确。平面布置见图 3.3-15。

图 3.3-15 项目平面布置图

#### 3.3.2.11 项目进度计划

本项目前期工程（2026 年投产）、后期工程（2035 年投产）进度计划见表 3.3-35。

表 3.3-35 项目进度计划表

序号	里程碑点	前期工程（2026 年投产）		后期工程（2035 年投产）	
		开始	完成	开始	完成



序号	里程碑点	前期工程（2026 年投产）		后期工程（2035 年投产）	
		开始	完成	开始	完成
1	基础设计编制、审查及批复				
2	提出长周期设备请购文件				
3	长周期设备采购合同签订				
4	EPC 公开招标				
5	详细设计工作				
6	项目开工建设				
7	工程建设安装施工				
8	“三查四定”及预试车				
9	机械完工				
10	开车试运				
11	装置投产				

### 3.3.2.12 劳动定员及工作制度

本项目前期工程（2026 年投产）拟新增 16 人，后期工程拟新增 28 人，合计 44 人，作业人员按两班倒配置，每班工作 12 小时。

### 3.3.2.13 项目总投资及环保投资

本项目总投资及环保投资见表 3.3-36。

表 3.3-36 项目总投资及环保投资情况

序号	环保投资/万元	总投资/万元	占比%
前期工程（2026 年投产）			
后期工程（2035 年投产）			
项目合计			

### 3.3.3 前期工程（2026 年投产）工程分析

#### 3.3.3.1 施工期污染因素分析

本项目扩建时，首先要进行施工场地范围圈定，清理施工场地，然后进行基础施工和设备安装施工等。

##### a. 大气污染因素分析

施工过程大气污染因素包括施工区开挖土方和运输车辆往返可能产生的扬尘，施工机械和车辆排放产生的废气，焊接过程中产生的颗粒物，喷漆过程中产生的喷漆废气等。

##### b. 水污染因素分析

施工期水污染因素包括施工人员产生的生活污水和施工过程产生的少量施工废水。

### c. 声环境污染因素分析

施工期声环境污染因素主要为施工车辆及各类施工机械设备作业产生的噪声，其排放强度与施工作业内容及机械/车辆类型、数量不同而不同，具有间断性和暂时性。

### d. 固体废物污染因素分析

施工期产生的固体废物主要为施工人员生活垃圾、建筑施工垃圾、废油漆桶、废油漆和废机油等。

### e. 生态环境影响因素分析

本目前期工程施工期间对生态的环境影响主要包括项目占地范围（包括永久占地和临时占地）内土地利用类型的改变，现有植被的破坏，表现为植被生物量的损失；永久占地导致局部生态系统发生变化；施工期可能引起水土流失，干扰小型野生动物栖息等。

本目前期工程施工流程及污染因素分析见图 3.3-16。

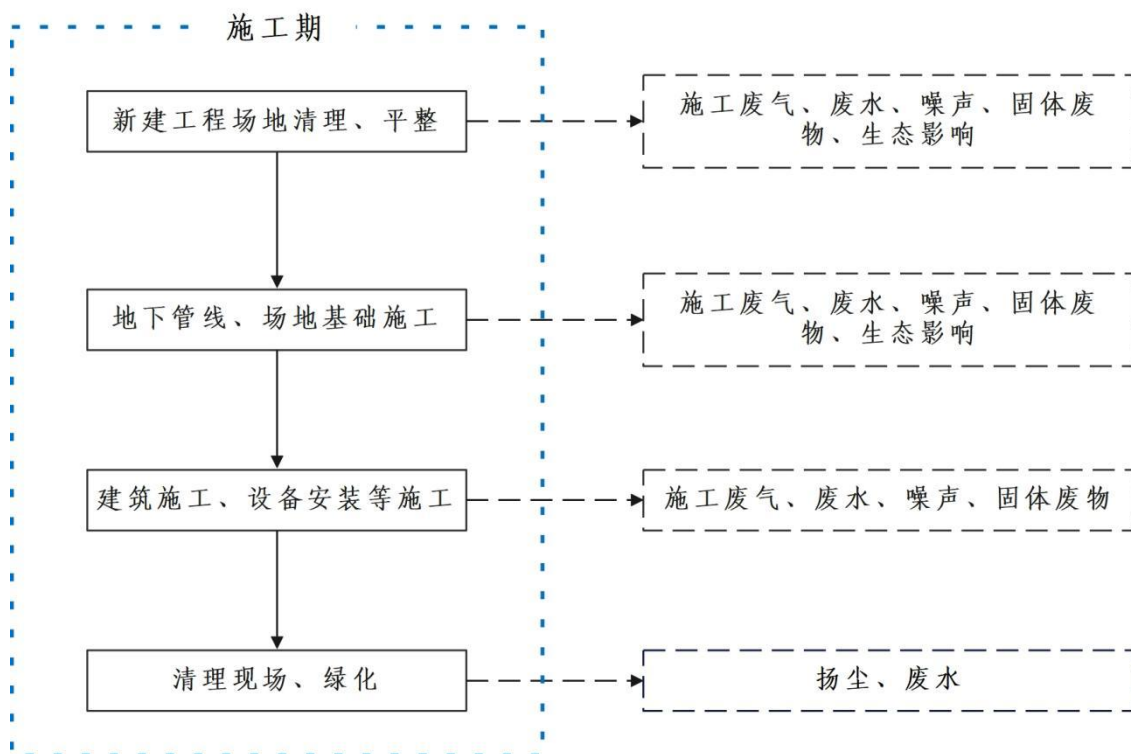


图 3.3-16 前期工程施工流程及污染因素分析图

#### 3.3.3.2 施工期污染源分析

##### a. 废气污染源

##### 1) 扬尘

车辆往来运输和人员活动等不可避免要产生扬尘污染。厂区场地平整等土



石方工程会造成土壤松动，在外力作用下易产生扬尘；土石方、建筑材料的装卸过程与运输过程，以及施工机械往来过程产生道路扬尘；施工场地地表裸露，起风后产生二次扬尘。

以上扬尘产生量较小，在采取对运输车辆冲洗和加盖篷布、裸露的场地洒水降尘、物料统一堆放和覆盖、道路硬化、加强管理等防尘降尘措施后，产生的扬尘对周边大气环境产生的影响较小。

## 2) 施工机械、车辆等尾气

各施工机械、车辆等以柴油、汽油为燃料，施工过程中会产生一定量的燃油废气，主要污染物为  $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{CO}$ 、碳氢化合物等。加强施工管理，确保进场施工机械、车辆和燃料符合国家规定的标准，施工机械、车辆废气对周边大气环境产生的影响较小，且随着施工结束，影响随之消失。

## 3) 焊接颗粒物

本项目在设备安装、管道连接等均使用焊接，在焊接过程中将有一部分焊接烟气产生。焊接烟气成分大致分为尘粒和气体两类。其中焊接烟气中的气体的成份主要为  $\text{CO}$ 、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{O}_3$ 、 $\text{NO}_x$ 、 $\text{CH}_4$  等，而焊接过程对环境影响较大的主要是焊接颗粒物。当施工结束后，该影响将随之消失，对周围大气环境产生的影响较小。

## 4) 喷漆废气

本项目管线、设备等防腐、防渗等施工过程会产生少量挥发性有机物，为无组织排放，且随施工进度分布在各处，当施工结束后，该影响将随之消失，因此施工期防腐、防渗等施工过程产生的挥发性有机物属于短期影响，对周围大气环境产生的影响较小。

## b. 废水污染源

### 1) 生活污水

本项目施工人数约为 200 人，施工周期约 430 天，每人每天平均生活污水产生量按 50L 估算，施工期生活污水产生量约为  $10\text{m}^3/\text{d}$ 。其中，主要污染物为 COD、 $\text{BOD}_5$ 、氨氮、总氮和 SS，浓度分别以 300mg/L、150mg/L、30mg/L、60mg/L 和 200mg/L 计，以此估算施工期间生活污水各项污染物产生量。施工人员生活污水产生情况见表 3.3-28。

施工期施工人员生活污水进入厂区设置的临时厕所，由施工方委托专业环



卫公司定期清运。

表 3.3-37 前期工程施工期生活污水产生情况

污染源	施工周期 (d)	指标	排放浓度 (mg/L)	产生量 (kg/d)	施工期产生总量(t)
施工人员 生活废水	430	施工期生活污水	/	10000	4300
		COD	300	3.000	1.290
		BOD <sub>5</sub>	150	1.500	0.645
		总氮	60	0.600	0.258
		氨氮	30	0.300	0.129
		SS	200	2.000	0.860

## 2) 施工生产废水

施工生产废水主要包括：施工机械和车辆冲洗废水、混凝土养护废水、管道清洗试压废水等。施工机械和车辆冲洗废水主要污染物为悬浮物，统一收集后，用于厂区洒水除尘；混凝土需要定期洒水进行养护，用水量不大，污染物主要为悬浮物等，养护废水主要靠自然蒸发；清管和试压废水主要污染物为悬浮物和少量铁锈、焊渣等，经静置沉淀后循环利用或用于厂区洒水除尘、绿化等。

## c. 噪声污染源

本项目施工期在厂地平整、设备运输、设备安装、设备及管道焊接、敷设等施工过程中，因使用各种机械设备和车辆而产生噪声污染，其排放强度根据装卸、运输的车辆和工具的型号不同有所不同，一般约 85~110dB(A)，具有间断性和暂时性。

为尽量减少本项目建设施工噪声对周边环境的影响，施工单位将采取可行的措施来防治噪声污染，如优先选用低噪声施工机械设备，加强对施工机械设备的维修保养，合理安排施工时间等。

## d. 固体废物污染源

### 1) 生活垃圾

本项目施工人数约为 200 人，施工周期约 430 天，人均生活垃圾产生量按照 1.0kg/人·日计算，则施工期间的生活垃圾总量为 86.0t。滨州终端配备垃圾桶或垃圾箱，生活垃圾经分类收集后由环卫部门统一处理。

### 2) 施工垃圾、建筑垃圾

本项目施工过程产生的施工垃圾主要是少量的废包装物、边角料、焊头等





固体废物，建筑垃圾主要是废混凝土、砂石、板材等，不属于有毒、有害类垃圾。施工垃圾和建筑垃圾在施工现场集中收集后进行回收利用或合理处置。

### 3) 危险废物

本项目喷漆及防腐过程中产生的废油漆桶、防腐涂料桶、漆渣等，施工机械维修、保养期间产生的废机油，均属于危险废物（HW49 900-041-49、HW12 900-252-12、HW08 900-249-08），分类收集后暂存于滨州终端现有工程危险废物贮存库，定期委托有资质的单位处理。

#### 3.3.3.3 运营期污染因素分析

本目前期工程在滨州终端现有工程的基础上，新建最大处理能力  $812.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的脱酸装置（II）和 1 套  $48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的  $\text{CO}_2$  回收利用及返输装置，并对现有工程脱水单元、制冷单元、天然气外输单元、装车系统和空氮系统进行改造，现有工程其他单元工艺流程总体未发生变化。

#### a. 主体工程

##### 1) 工艺流程及产污环节分析

##### ● 天然气脱酸单元

新建脱酸装置（系列II）的两段吸收胺法脱碳工艺采用活化 MDEA 溶液作为溶剂，采用二段吸收-二段闪蒸-两段再生工艺流程。

自进站预处理单元的天然气进入新建脱酸装置（II），经脱碳过滤分离器（II）除去天然气中夹带的机械杂质、游离水和烃类液滴后，自下部进入吸收塔（II）与自上而下的贫胺液/半贫液逆流接触，天然气中的  $\text{CO}_2$  被吸收，达到湿净化气中  $\text{CO}_2$  含量小于 2.8%（mol），出塔湿净化气换热后进入净化气分离器（II）脱除游离水后，至天然气脱水单元进行脱水。

吸收塔（II）塔底的富胺液经节流降压后，进入富液一段闪蒸塔（II）闪蒸，闪蒸气进入燃料气系统，闪蒸后富胺液进入富液二段闪蒸塔（II）。富液二段闪蒸塔（II）闪蒸气经二段闪蒸气空冷器（II）降温，经二段闪蒸汽分液罐（II）分液后，进入二氧化碳回收利用单元；闪蒸后的富胺液进入再生塔（II）上部，进行解吸再生。再生塔（II）塔顶酸性气相冷却后进入再生塔顶回流罐（II）气液分离，回流罐气相进入二氧化碳回收利用单元，液相经再生塔顶回流泵（II）进入再生塔（II）塔顶。再生塔（II）塔底贫胺液换热、增压后，再经贫液空冷器（II）冷却后进入吸收塔（II）顶部，分流少量胺液用于富液一段闪蒸塔（II）





塔顶闪蒸气的脱碳。自再生塔（II）上段出来的胺液为半贫液，大部分经半贫液增压泵（II）增压后进入吸收（II）塔中部，小部分经半贫液返塔泵增压与再生塔底贫液换热后进入再生塔（II）进一步解吸再生，半贫液返塔泵出口部分半贫液经胺液预过滤器（II）、胺液活性炭过滤器（II）和胺液后过滤器（II）滤除杂质后返回半贫液返塔泵（II）入口进行循环。

再生塔（II）塔底设置重沸器，贫胺液由再生塔（II）底部抽出进再生塔底重沸器（II）加热后返回再生塔提供热量。再生塔底重沸器（II）由换热后的导热油提供热源。

脱酸装置设有溶剂储罐（II）和溶剂配制回收罐（II），再生塔（II）再生后的部分贫胺液和半贫液经溶剂储罐（II）、溶剂配制回收罐（II）返回工艺流程。

新建脱酸装置（系列II）工艺流程及产污节点见图 3.3-17。

#### ● 天然气脱水单元

现有工程天然气脱水单元（系列 I）采用分子筛脱水，两塔干气再生工艺。工艺采用吸附（12 小时）-再生（6 小时）-冷吹（5.5 小时）-切换（0.5 小时）的操作流程，即其中 1 个分子筛干燥器进行吸附时，另外 1 个分子筛干燥器进行再生和冷却操作。

本单元改造内容为增加 1 个分子筛干燥器，将双塔流程改为三塔流程，其中一塔吸附时，一塔进行冷吹，一塔进行再生（升温）。吸附时间为 8 小时，再生、冷吹时间均为 7.5 小时，切换时间 0.5 小时。

天然气经脱碳后进入天然气脱水单元，进入过滤分离器脱除游离水及烃类液滴后，自上而下进入分子筛干燥器吸附脱水，经分子筛出口过滤器滤除杂质后，进入汞吸附器吸附脱汞。脱水、脱汞后天然气经汞吸附器出口过滤器除去其中夹带的粉尘和杂质后进入制冷单元。在脱水单元汞吸附器出口过滤器之后增加旁通流程，脱水、脱汞后天然气可直接输送至天然气外输单元外输气压缩机之后，外输气计量撬之前，以增加流程的稳定性。

分子筛再生过程为等压再生，再生/冷吹气引自外输气压缩机出口干气。再生气经再生气换热器、再生气加热器及再生气电加热器（水露点不达标时启用）升温到 260℃进分子筛干燥器，将分子筛中的水分带出达到再生目的。含水再生气冷却后经再生气分水罐（一）分出游离水，进入再生气丙烷冷却器冷却后，



经再生气分水罐（二）分出游离水，进入再生气压缩机压缩后，返回外输增压单元。再生气分水罐分离的含油污水通过闭排系统进生产污水处理系统。冷吹时，冷吹气直接进分子筛干燥器，降低床层温度后，返回再生气换热器。

脱水单元生产工艺流程及产污节点见图 3.3-18。

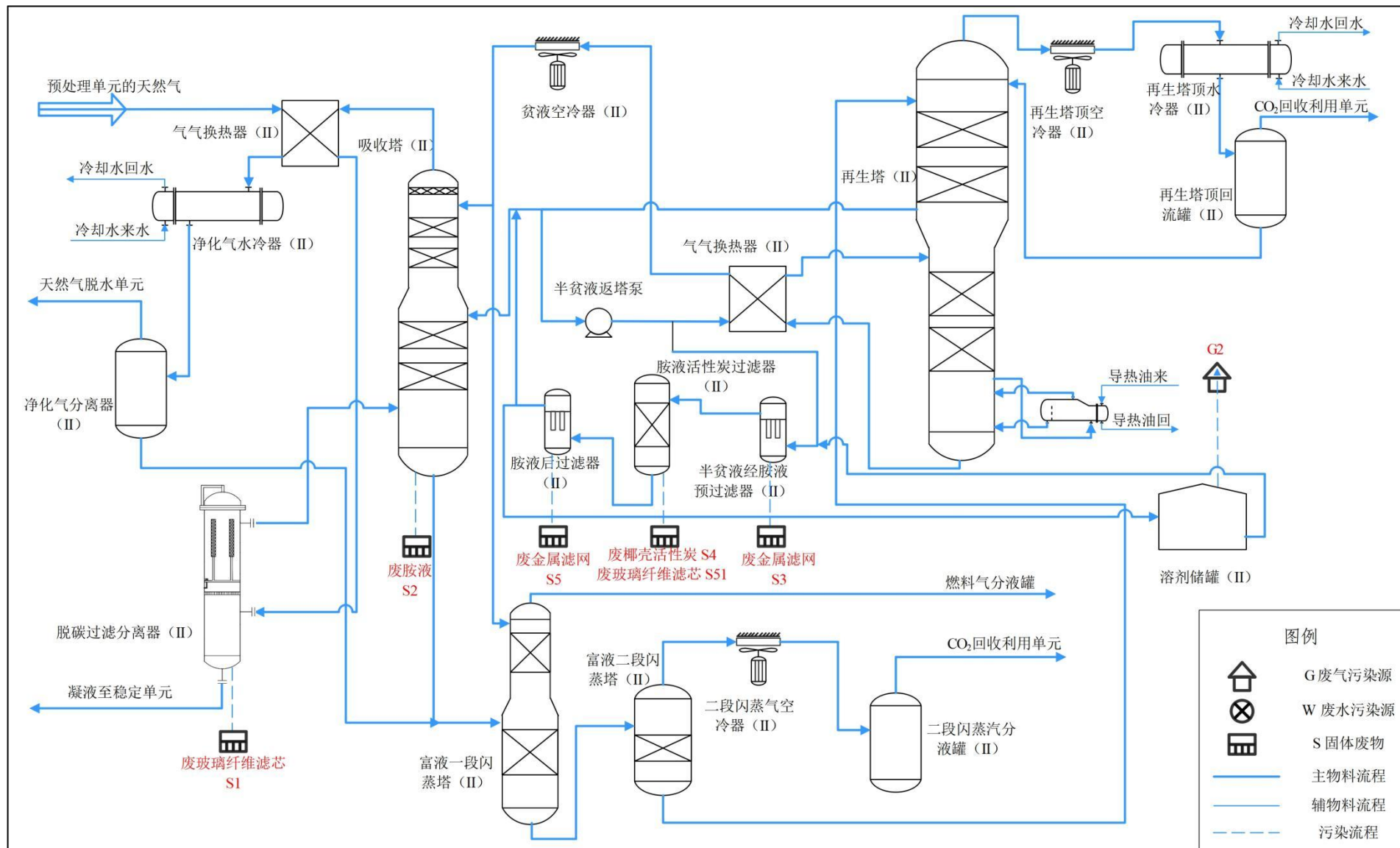


图 3.3-17 天然气脱酸装置（系列II）生产工艺流程及产污节点分析图

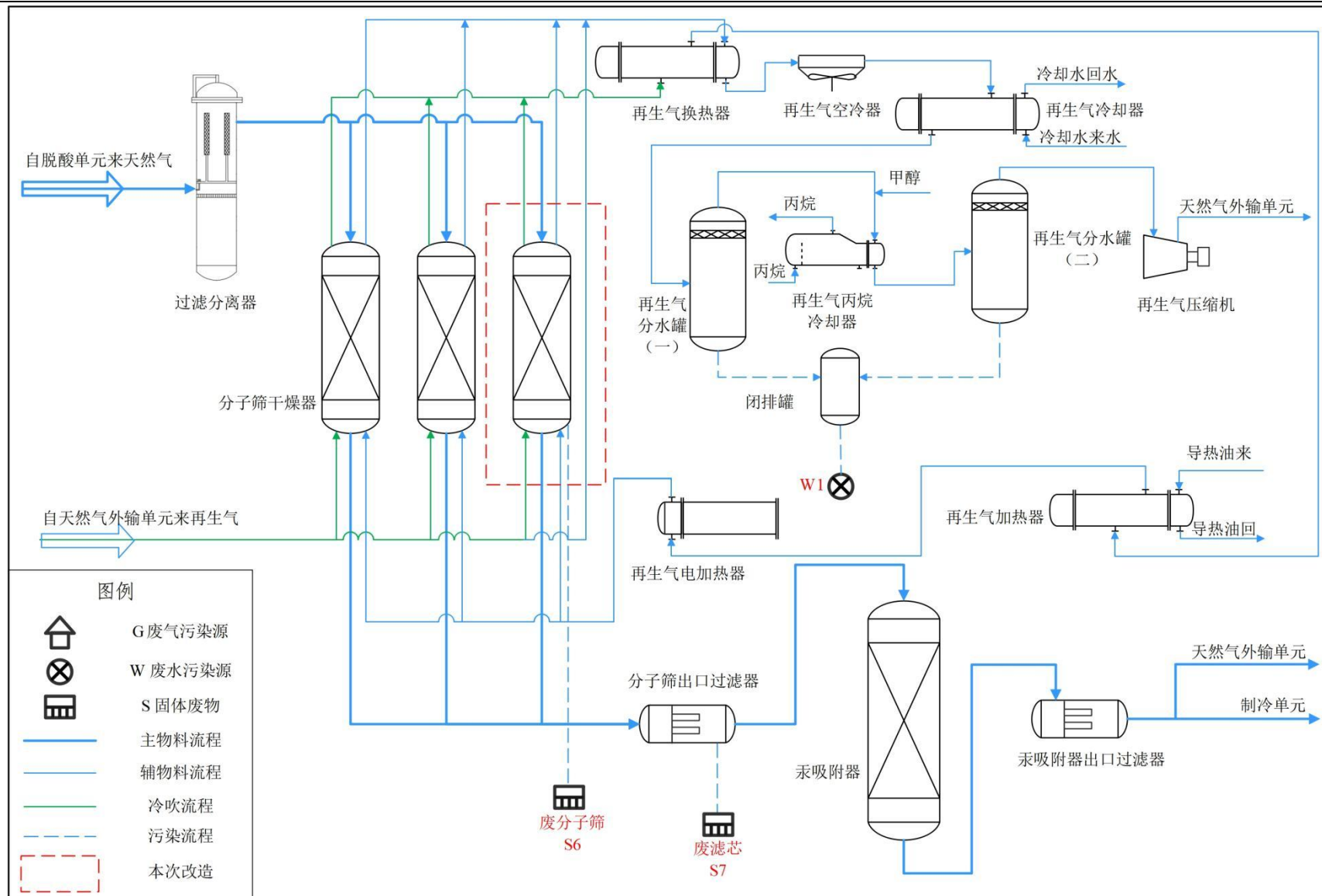


图 3.3-18 天然气脱水单元生产工艺流程及产污节点分析图



## ● 天然气制冷单元

天然气制冷单元（系列 I）改造内容包括增加一具冷箱，高峰气量开启膨胀/压缩机备机，以及增加旁通流程。正常工况下，本单元工艺流程总体未发生变化。

本项目前期工程新增一具冷箱后，现有冷箱作为备用。现有工程天然气制冷单元中膨胀/压缩机设计为一用一备，本次改造后，高峰气量下两台膨胀/压缩机同时开启，检修采用节流阀旁通方案。正常工况下，高峰气量下膨胀/压缩机负荷率为 60%~70%，处于膨胀/压缩机正常工作范围内；单台膨胀/压缩机检修或停机时，流程设有 J-T 阀旁通流程，25%气量旁通，外输气满足要求。

### （1）制冷

脱水后的天然气进入天然气冷箱与脱乙烷塔顶气相及低温分离器来液相换热，进入丙烷蒸发器进一步冷却后进入低温分离器。低温分离器分出的气相进膨胀/压缩机组的膨胀端，然后进入重接触塔底部；低温分离器分出的液相节流后，再经冷箱换热进脱乙烷塔中部。

重接触塔顶贫天然气经天然气冷箱换热后，进膨胀/压缩机组的压缩端，增压冷却后，再输送至天然气外输单元压缩机。重接触塔底液相经重接触塔底泵提升，在天然气冷箱中换热后进脱乙烷塔顶部。

脱乙烷塔顶气进入天然气冷箱与重接触塔塔顶气相和塔底液相换热冷却后，进入重接触塔上部，脱乙烷塔底液相进入脱乙烷塔底再沸器加热后进入分馏单元。

考虑单台膨胀机检修或停机，在脱水单元之后增加旁通流程，部分脱水后的天然气直接外输至增压单元之后，外输计量之前，以增加流程的稳定性。旁通流程示意图见图 3.3-19。

### （2）丙烷预冷

自 CO<sub>2</sub> 回收利用单元和天然气制冷单元丙烷蒸发器来的丙烷气，在丙烷分离罐气液分离后，进入丙烷压缩机增压，冷却后进入丙烷缓冲罐，丙烷缓冲罐底丙烷冷却后，进入丙烷压缩机自带的经济器，液体丙烷为 CO<sub>2</sub> 回收利用单元和天然气制冷单元提供冷量。

制冷单元工艺流程图及产污环节见图 3.3-20。



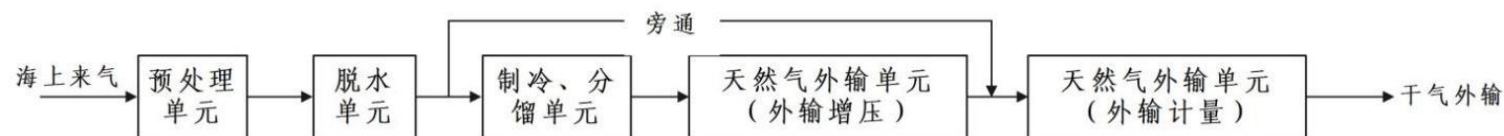


图 3.3-19 旁通流程示意图

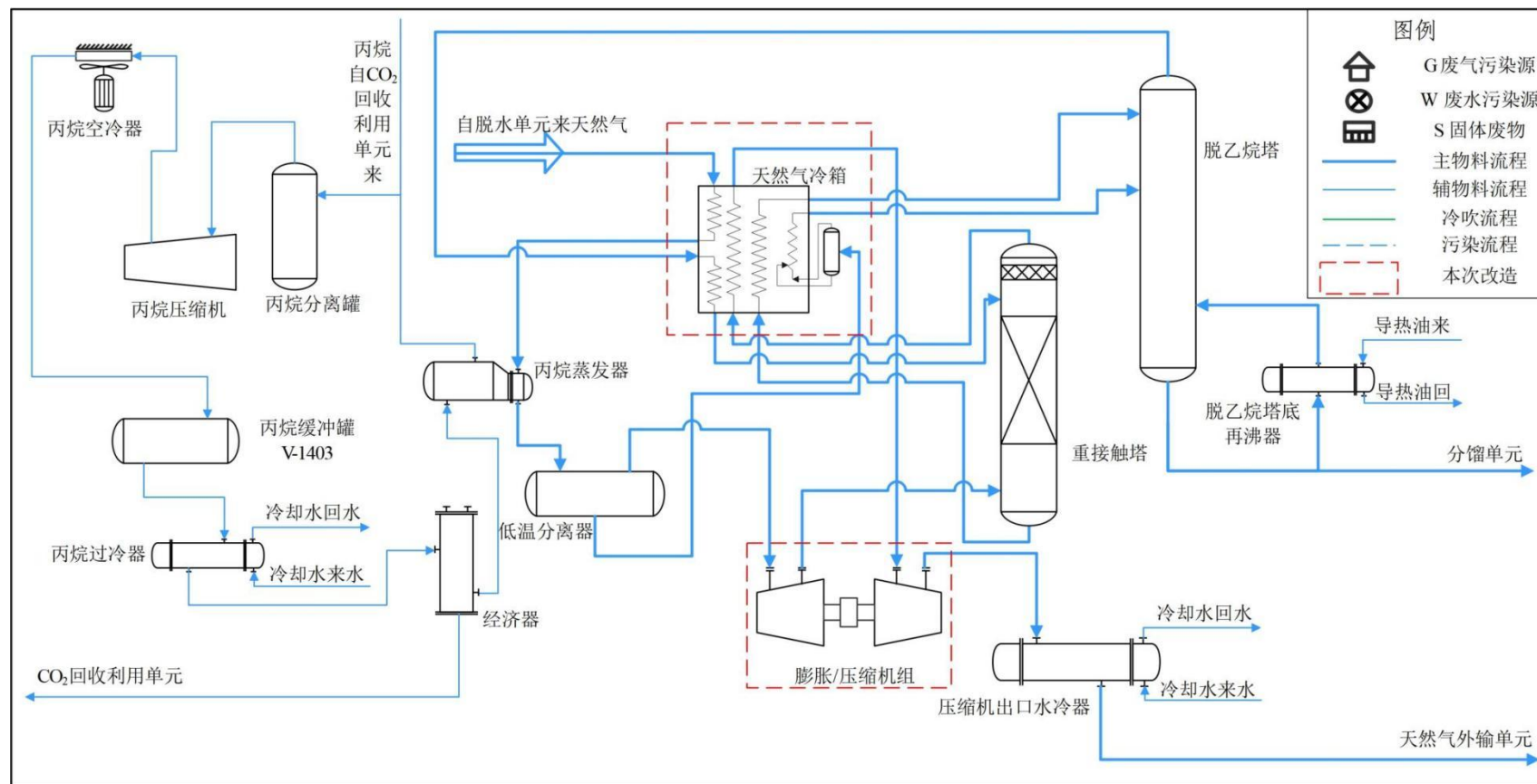


图 3.3-20 天然气制冷单元生产工艺流程及产污节点分析图



## ● 天然气外输单元

现有工程天然气外输单元（系列I）中外输压缩机设计为一用一备。本次改造新增 1 台外输气压缩机和配套的空冷器，高峰气量下外输压缩机 2 开 1 备，满足干气外输要求，正常工况下工艺流程总体未发生变化。

天然气制冷单元生产的天然气，进入外输气压缩机提升压力后，通过外输气压缩机出口空冷器冷却，经计量撬计量后外输。

外输单元工艺流程图及产污环节见图 3.3-21。

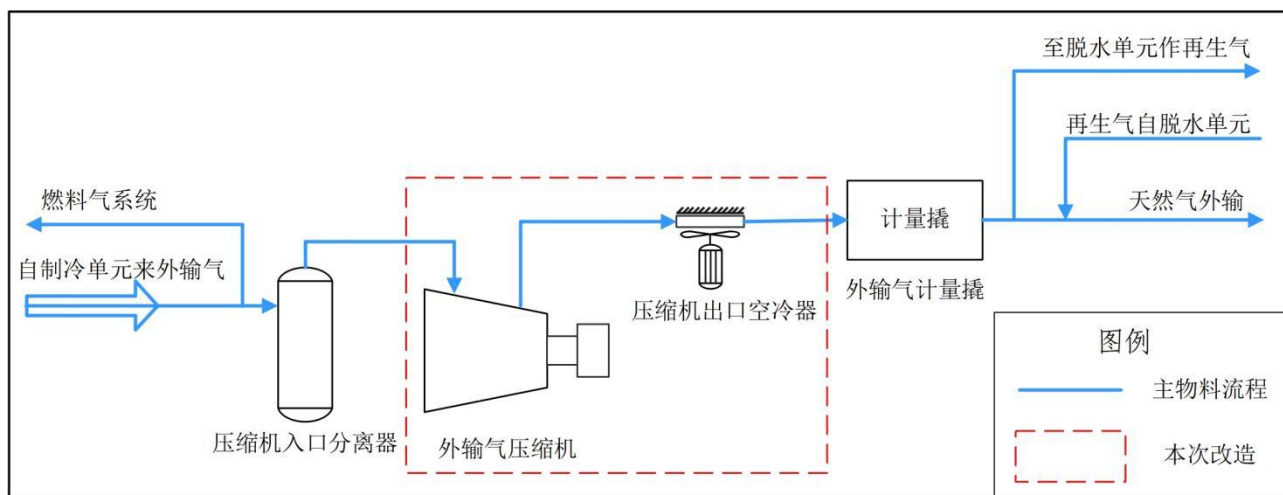


图 3.3-21 天然气外输单元生产工艺流程及产污节点分析图

## ● 二氧化碳回收利用单元

滨州终端天然气脱酸单元脱出的  $\text{CO}_2$  部分经脱硫、脱烃、脱水后，继续进入  $\text{CO}_2$  回收利用单元中后续提纯塔生产液体二氧化碳/干冰；部分经脱硫、脱水后，全部返输海上进行驱油/封存。

本项目前期工程新建 1 套最大处理能力为  $48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的  $\text{CO}_2$  返输装置，采用超临界管道输送工艺。 $\text{CO}_2$  回收利用单元新增一台  $\text{CO}_2$  压缩机（D），与现有工程的  $\text{CO}_2$  压缩机（A/B/C）三开一备操作。以 C 机作为备机；天然气脱酸单元（系列 II）富液二段闪蒸气因含较多烃类，进 D 机，仅用于生产返输  $\text{CO}_2$  产品；再生塔顶回流罐来气主要进 A 机和 B 机，剩余进 D 机，既可以生产食品级  $\text{CO}_2$  产品，又可以生产返输  $\text{CO}_2$  产品。在建项目新增的  $\text{CO}_2$  外输压缩机，与现有工程的  $\text{CO}_2$  外输压缩机两用一备操作。

新增返输流程如下：

来自  $\text{CO}_2$  压缩机 A 机和 B 机的气体与来自 D 机的气体混合，经冷却后进入外输  $\text{CO}_2$  脱硫塔入口分离器进行气液分离。分出的  $\text{CO}_2$  气体至外输  $\text{CO}_2$  脱硫塔



脱除  $\text{H}_2\text{S}$ ，分离的含油污水通过闭排系统进生产污水处理系统。

脱除  $\text{H}_2\text{S}$  的  $\text{CO}_2$  气体经外输  $\text{CO}_2$  脱水前过滤器除去气体中夹带的脱硫剂粉尘及液态水，气体自上而下进入新建外输  $\text{CO}_2$  分子筛干燥橇吸附脱水，脱水后  $\text{CO}_2$  气体经外输  $\text{CO}_2$  分子筛出口过滤器除去其中夹带的分子筛粉尘和杂质。约 15%  $\text{CO}_2$  气体作为再生气循环，其余气体与现有工程的外输  $\text{CO}_2$  气体混合，经增压、冷却后，进入返输管道超临界密相状态返输海上进行驱油和封存。

外输  $\text{CO}_2$  分子筛干燥橇吸附脱水采用两塔流程，当其中 1 塔进行吸附时，另外 1 塔进行再生和冷却操作，操作周期为 8h，其中再生 4.5h，冷吹 3h，备用和切换时间为 0.5h。分子筛再生过程的再生/冷吹气引自外输  $\text{CO}_2$  分子筛出口过滤器出口。再生气经外输  $\text{CO}_2$  再生气换热器加热、外输  $\text{CO}_2$  再生气加热器加热后，进入分子筛干燥橇，将分子筛吸附的水分带出。含水的再生气经换热、冷却后，经外输  $\text{CO}_2$  再生气分水罐分出游离水后进入  $\text{CO}_2$  压缩机级间入口。外输  $\text{CO}_2$  再生气分水罐分离的含油污水通过闭排系统进生产污水处理系统。冷吹时，冷吹气直接进外输分子筛干燥橇，降低床层温度，经空冷器/冷却器冷却后，返回  $\text{CO}_2$  压缩机三级入口。

二氧化碳回收利用单元工艺流程图及产污环节见图 3.3-22。

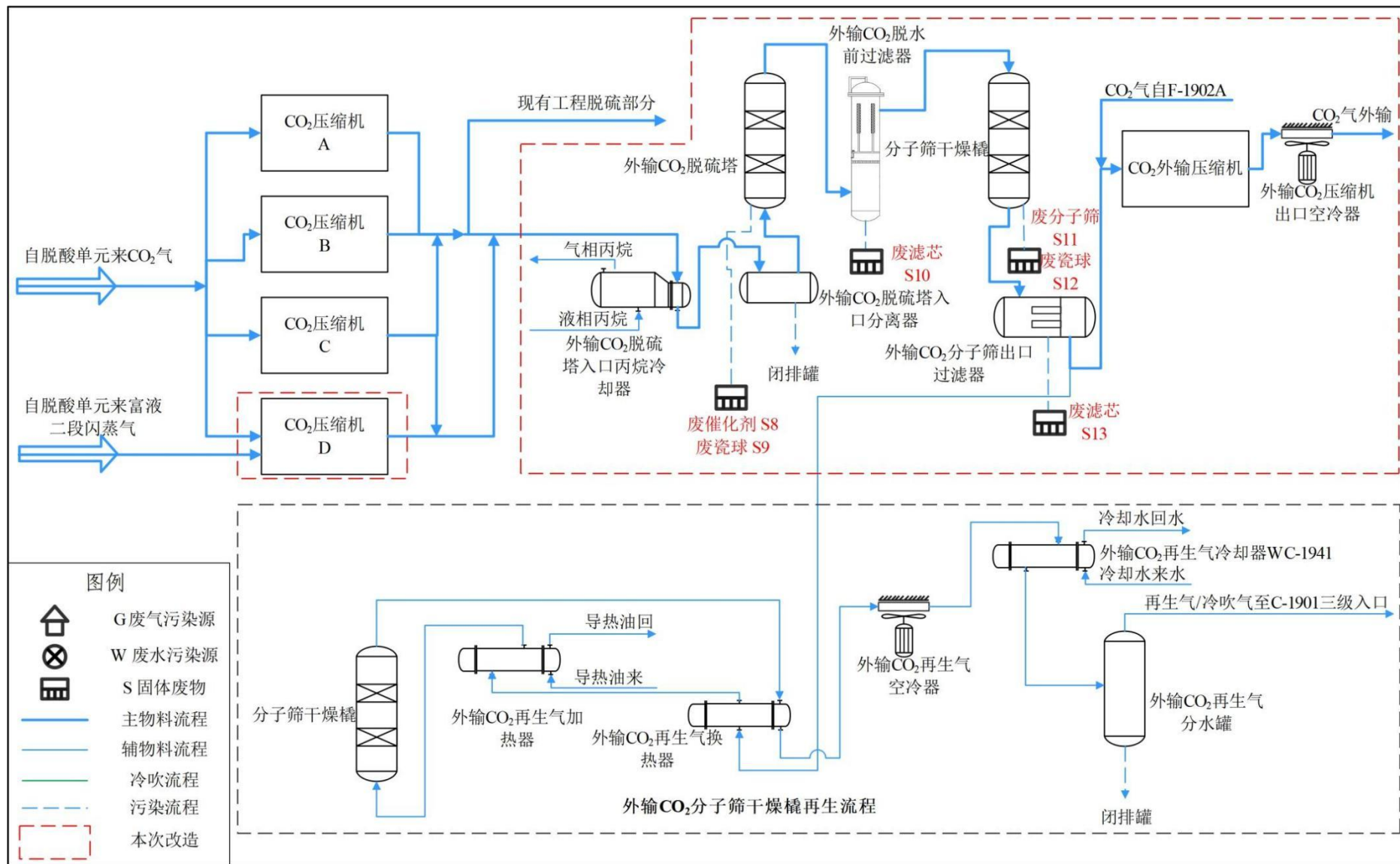


图 3.3-22 二氧化碳回收利用单元生产工艺流程及产污节点分析图



## 2) 污染因素分析

### ● 废气

正常工况下，天然气处理装置将新增设备与管线组件密封点泄漏无组织排放废气（G1），主要污染物为挥发性有机物（VOCs）。

新增溶剂储罐（II）挥发损失废气（G2）排放至大气。

非正常工况下，会增加清管废气及超压放空气排放量，纳入全厂统一考虑。非正常工况泄放的可燃气经过火炬系统燃烧排放；脱酸装置（系列II）和二氧化碳回收利用单元新增泄放气主要成分为CO<sub>2</sub>，含少量挥发性有机物和H<sub>2</sub>S，经紧急泄压排气筒放空。

### ● 废水

工艺单元含油废水（W1）产生量由于主体工程处理规模增加而增加，主要为闭排罐收集的天然气脱水单元再生气分水罐、凝液稳定单元压缩机入口分液罐、二氧化碳回收利用单元外输CO<sub>2</sub>脱硫塔入口分离器和外输CO<sub>2</sub>再生气分水罐等增加的含油废水（W1）。工艺单元含油废水（W1），连续排放，污染物主要为pH、化学需氧量、BOD<sub>5</sub>、氨氮、总氮、石油类、悬浮物、硫化物等，均送至现有生产废水处理系统处理，满足接管标准后送至滨州临港化工产业园污水处理厂处理。根据进站原料组分信息，本项目原料未包含铬、镍、砷、汞、镉、铅等成分，因此本次环评工程分析不定量分析含油废水（W1）中总铬、六价铬、总镍、总砷、总汞、烷基汞、总镉、总铅等排放源强，建议建设单位在运营期定期开展监测。

新增的地面冲洗污水（W2）、初期雨水（W3）纳入全厂统一考虑。

非正常工况下，设备检修废水（W4）纳入全厂统一考虑。

### ● 噪声

本项目天然气处理装置新增的主要噪声源包括各类压缩机、泵类、工艺设备等。

### ● 固体废物

本项目天然气处理装置增加的固体废物主要有天然气脱酸装置（系列II）的脱碳过滤分离器（II）废玻璃纤维滤芯（S1）、吸收塔（II）废胺液（S2）、胺液预过滤器（II）废金属滤网（S3）、胺液活性炭过滤器（II）废玻璃纤维滤芯（S51）和废椰壳活性炭（S4）、胺液后过滤器（II）废金属滤网（S5），天





然气脱水单元分子筛干燥器废分子筛（S6）、分子筛出口过滤器废滤芯（S7），二氧化碳回收利用单元外输 CO<sub>2</sub> 脱硫塔废催化剂（S8）和废瓷球（S9）、外输 CO<sub>2</sub> 脱水前过滤器废滤芯（S10）、外输 CO<sub>2</sub> 分子筛干燥橇废分子筛（S11）和废瓷球（S12）、外输 CO<sub>2</sub> 分子筛出口过滤器废滤芯（S13），天然气处理系统产生的含油废水（S52）、检维修过程新增的废油漆涂料包装桶（S14）、废油漆（S15）、废润滑油（S16）、废机油（S17）、以及废油桶、废弃的含油抹布、劳保用品等含油检修废物（S18）、沾染矿物油的废弃包装物（S53）、沾染油漆废物（S54）、废旧包装桶（S55）、含有或沾染危险废物的废弃物（S56）等。

## b. 储运工程

### 1) 产品储罐

滨州终端产品储罐主要包含丙烷球罐、丁烷球罐、稳定轻烃球罐和二氧化碳球罐。其中，丙烷、丁烷球罐也可储存液化石油气（LPG）产品。本项目前期工程改造后增加的产品产量，依托滨州终端现有的储罐，可满足产品储存要求。

### 2) 装车系统

滨州终端装车系统主要包含丙烷、丁烷、液化石油气、稳定轻烃和 CO<sub>2</sub> 装车台。为了提高装车灵活性，本项目前期工程改造拟增加 2 个丙烷装车鹤管、1 个丁烷装车鹤管和 1 个稳定轻烃装车鹤管，可满足产品外输要求。

### 3) 污染因素分析

#### ● 废气

本次改造储运工程新增装车设施，正常工况下新增设备与管线组件密封点泄漏无组织排放废气（G3）。由于现有储罐均为压力储罐，储罐及装车设施均设置气相返回线，本项目投产后虽然增加周转量和装载量，但不增加污染物排放量。

非正常工况下，未新增储罐超压泄放或清管废气；装车系统增加装车鹤位，新增超压泄放废气，纳入全厂统一考虑。

#### ● 废水

正常工况下，不新增生产废水。

#### ● 噪声

正常情况下，不新增噪声源。



- 固体废物

正常情况下，不新增固体废物。

- c. 公用工程

- 1) 火炬系统

滨州终端现有火炬系统设有常温、低温火炬系统各 1 套，高度为 95 米。滨州终端可燃气体泄放主要包括：天然气处理装置各单元、储存系统和燃料气系统。根据泄放点泄放温度、泄放压力不同，火炬气在常温/低温分液罐内分液后，分别进入常温/低温火炬燃烧。低温火炬、常温火炬分别设置 DN600 火炬筒和火炬头，火炬总高度为 95m，两路火炬共架敷设。

根据现有工程环评文件，现有工程常温火炬和低温火炬最大放空量分别为 155583m<sup>3</sup>/h（工艺装置）和 158400m<sup>3</sup>/h（天然气预处理单元）。本项目前期工程实施后，排至常温火炬和低温火炬的最大放空量分别为 233050m<sup>3</sup>/h（新建脱酸装置（系列 II））和 203458m<sup>3</sup>/h（天然气预处理单元），与现有工程最大放空量对比，分别增加 77467m<sup>3</sup>/h 和 45058m<sup>3</sup>/h。根据现有火炬系统泄放量条件，对火炬系统现有常温管网、低温管网、分液罐和火炬头设施进行校核，已建常温火炬和低温火炬设施均可以满足泄放要求，无需改造，可满足终端改造后非正常工况下泄放气的排放需求。

- 2) 甲醇注入系统

为防止天然气在处理工艺中产生冻堵，滨州终端设置了甲醇注入系统。甲醇通过卸车泵卸至甲醇储罐进行储存。当需要给系统注甲醇时，通过甲醇泵注入系统。本次改造后甲醇注入量未增加。

- 3) 供热系统

滨州终端热媒供热系统选用 3 台 23000kW 导热油炉并联运行。现有工程保持 2 用 1 备可满足工艺热负荷需求。

本项目前期工程投产后，终端工艺热用户为高温位热用户和低温位热用户，包含凝析油稳定塔重沸器、脱乙烷塔重沸器、脱丁烷塔重沸器、脱丙烷塔重沸器、再生气加热器、脱烃塔入口加热器、CO<sub>2</sub>再生气加热器、脱酸单元等，总热负荷为 42.017MW。滨州终端已建的 3 台导热油炉可满足工艺装置最大热负荷需求，供热系统无需改造，正常运行时根据进站物流量采取 2 台满负荷运行或 3 台 80%负荷运行的供热方案。





#### 4) 循环冷却水系统

滨州终端现有工程已设置 1 套  $2600\text{m}^3/\text{h}$  循环冷却水系统，采用开式循环冷却水系统。陆上工程前期工程投产后，全厂循环水最大用水量为  $2600\text{m}^3/\text{h}$ ，已建循环冷却水系统可满足本项目前期工程接入需求，无需改造。

#### 5) 空氮系统系统

滨州终端现有空氮系统设有 3 台空气压缩机（2 运 1 备），不能满足本项目前期工程生产需求，故空压站新增 2 台排气量  $1800\text{m}^3/\text{h}$  螺杆式空压机；新增 2 台处理量为  $1800\text{m}^3/\text{h}$  微热再生干燥机；新增 1 套产氮量  $300\text{Nm}^3/\text{h}$  变压吸附制氮撬块。

正常运行时，开启现有 2 台  $1200\text{m}^3/\text{h}$  和新增 1 台  $1800\text{m}^3/\text{h}$  空压机，开启对应的干燥机，为项目提供合格的仪表风；开启 2 套产氮量  $300\text{Nm}^3/\text{h}$  变压吸附制氮撬块，为项目提供合格的氮气。

#### 6) 污染因素分析

##### ● 废气

正常工况下，前期工程改造公用工程未新增设备与管线组件密封点泄漏无组织排放废气。甲醇储罐未增加甲醇周转量，未新增甲醇储罐挥发损失废气。

新增的循环冷却水用水量在冷却塔冷却过程中的逸散排放的无组织废气（G4），主要污染物为挥发性有机物。

导热油炉热负荷增加后，导致燃烧烟气排放增加（DA001~DA003），主要污染物为颗粒物、二氧化硫和氮氧化物。

非正常工况下，本项目前期工程火炬系统将新增泄放气；供热系统新增运行的导热油炉增加启停炉工况排放。

##### ● 废水

本项目公用工程废水主要包括循环冷却水系统新增排污水（W5）和空氮系统产生的含油废水（W6）。

循环冷却水系统排污水（W5），连续排放，主要污染物为 pH、 $\text{BOD}_5$ 、化学需氧量、悬浮物、总磷等，经收集送滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

空氮系统产生的含油废水（W6），间歇排放，污染物主要为 pH、化学需氧量、石油类、悬浮物、硫化物等，送至现有生产废水处理系统处理，满足接管



标准后送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

- 噪声

主要噪声源为新启用的导热油循环泵、鼓风机、空压机、机泵等。

- 固体废物

公用工程固体废物主要包括供热系统增加的废导热油（S19），循环冷却水系统产生的废弃包装物（S20）、UPS 电源维护产生的废铅酸蓄电池（S58）、变频器等电气设备产生的废电子部件（S59）、实验室及办公室产生的废硒鼓墨盒色带（S60）、以及实验室产生的废试剂瓶（S61）和实验废液（S62）。。

#### d. 环保工程

##### 1) 污水处理系统

本项目前期工程新增的含油生产污水、场地冲洗污水、初期雨水及装置检修污水等，依托滨州终端现有污水处理站进行除油预处理。处理后的生产污水和生活污水、循环水排污水等一起排入滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。

滨州终端现有工程污水处理站设计处理规模为  $20\text{m}^3/\text{h}$ 。废水处理工艺采用“除油罐+气浮+核桃壳过滤器”的三级处理流程。含油废水进入除油罐进行油水分离，除油罐出水通过泵提升进入溶气泵溶气气浮撬除油，气浮撬出水利用余压进入核桃壳过滤撬进一步除油，核桃壳过滤撬出水自流进监控水池。生活污水、循环水排污水等分别泵送至监控水池。监控池设置在线含油量检测仪，当监控水池中污水含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 时，通过外排水泵将达标废水加压送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处理；当监控水池中污水含油量超过  $10\text{mg/L}$  时，通过外排水泵将不达标污水泵送回至除油罐内进一步除油。

除油罐污油自流至污油罐，经脱水后的污油定期外委处置。除油罐中沉降的油泥采用负压吸泥装置，排至污泥池。污泥池的上清液泵送至除油罐，经浓缩后的污泥定期外委处置。

污水处理设施单元中除油罐、污油罐、回收水池、含油污泥池等构筑物产生的废气通过管道收集输送至现有污水处理站 VOCs 处理单元进行集中处理，处理后废气经污水处理站排气筒（DA006）达标排放。VOCs 处理单元采用“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附”工艺，废气处理能力为  $300\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

污水处理站废水及废气处理工艺流程及产污节点见图 3.3-23。

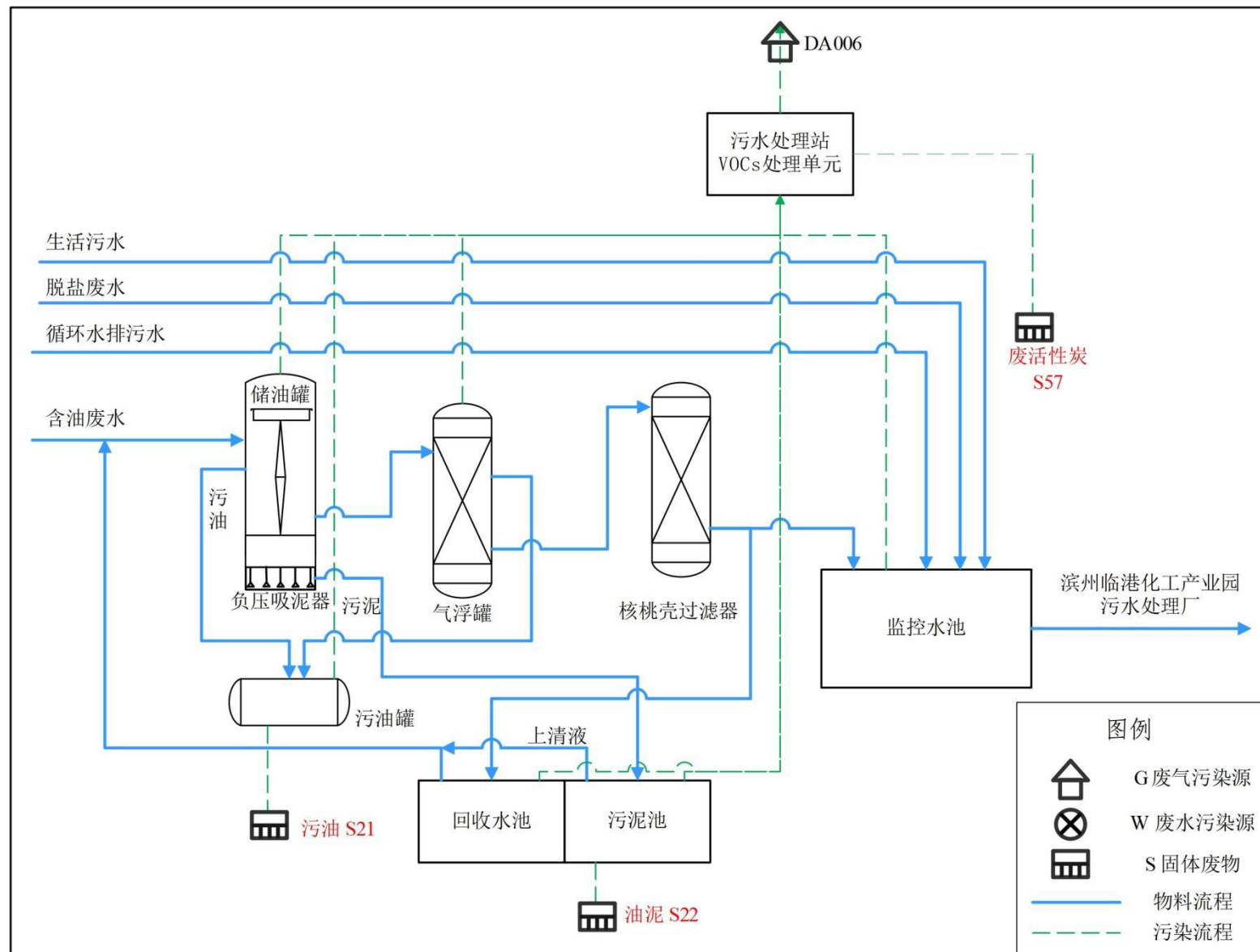


图 3.3-23 污水处理站工艺流程及产污节点图



## 2) 危废暂存间

滨州终端现有工程建有 1 座 200 m<sup>2</sup> 的危废暂存间，可满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的要求。滨州终端现有危废暂存间设置了气体收集装置和气体净化设施，采取“活性炭吸附+化学过滤”两级处理工艺，净化处理后废气达到《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的 VOCs 排放限值要求。本项目前期工程产生的危险废物依托滨州终端现有危废暂存间进行贮存。

## 3) 污染因素分析

### ● 废气

含油废水在生产废水收集池、初期雨水收集池等废水储存、处理处置过程逸散排放的无组织废气，主要污染物为挥发性有机物（VOCs），滨州终端一期环评已按照污水处理系统设计规模核算挥发性有机物排放量，本项目污水处理系统未新增废气排放。

危废暂存间废气主要污染物为挥发性有机物（VOCs），滨州终端一期环评已按照危废暂存间体积核算挥发性有机物排放量，危废暂存间未新增贮存的危险废物种类和贮存能力，因此未新增废气排放。

### ● 噪声

正常工况下，无新增。

### ● 固体废物

污水处理系统新增的固废主要为由于实际处理水量增加而增加产生量的废弃包装物（S20）、污油罐污油（S21）和污泥池油泥（S22），以及废气处理系统产生的废活性炭（S57）。

### e. 固体废物

本项目运营期不再产生新的生态破坏，且将在已经形成扰动与破坏的适当区域内采取植被恢复与绿化措施，逐步改善区域生态环境。

## 3.3.3.4 运营期污染源强核算及达标分析

### a. 废气污染物

正常工况下，本项目前期工程新增有组织废气主要为导热油炉烟气。

#### 1) 有组织废气

本项目前期工程依托滨州终端一期导热油炉可满足工艺热负荷需求，实际





运营过程中根据进站物流量采取两种运行工况。

工况一：3 台导热油炉保持 2 用 1 备，其中 2 台导热油炉 100%满负荷运行。根据设计资料，单台导热油炉满负荷运行时，燃料气消耗量为 2400Nm<sup>3</sup>/h，排放的烟气量为 55000Nm<sup>3</sup>/h。

工况二：3 台导热油炉均按照 80%负荷运行。根据设计资料，单台导热油炉 80%负荷运行工况下，燃料气消耗量为 1920Nm<sup>3</sup>/h，排放的烟气量为 44000Nm<sup>3</sup>/h。

导热油炉燃烧烟气的大气污染物主要为颗粒物、二氧化硫和氮氧化物，分别经导热油炉排气筒（DA001~DA003）排放，排气筒高度为 35m。

本次评价导热油炉废气污染源源强核算按照《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）进行计算。

导热油炉烟气中的颗粒物排放量采用类比法进行核算，通过类比同类燃气热媒炉，颗粒物排放浓度取 5mg/m<sup>3</sup>。

二氧化硫排放量采用物料衡算法进行核算，燃料气总硫浓度根据产品指标确定，取 20mg/m<sup>3</sup>。根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）5.1.2 节，二氧化硫的排放量计算公式及过程如下：

$$E_{\text{SO}_2} = 2R \times S_t \times \left(1 - \frac{\eta_s}{100}\right) \times K \times 10^{-5}$$

式中： $E_{\text{SO}_2}$ ：核算时段内二氧化硫排放量，t；

$R$ ：核算时段内燃料耗量，万 m<sup>3</sup>；

$S_t$ ：燃料总硫的质量浓度，mg/Nm<sup>3</sup>；

$\eta_s$ ：脱硫效率，%，取 0%；

$K$ ：燃料中的硫燃烧后氧化成二氧化硫的份额，量纲一的量，取 1。

本项目导热油炉采用低氮燃烧器和烟气再循环（FGR）技术，根据设计资料，氮氧化物排放满足《滨州市 2019 年打赢蓝天保卫战重点领域专项整治方案》（滨指办〔2019〕35 号）相关要求，现有导热油炉氮氧化物执行 50mg/m<sup>3</sup>，后期工程新建的导热油炉执行 100mg/m<sup>3</sup>。

本目前期工程导热油炉燃烧烟气污染物排放源强核算结果见表 3.3-38。各污染物新增排放量详见表 3.3-39。正常工况下，有组织废气达标情况分析见表 3.3-40。

## 2) 无组织废气污染物排放

本目前期工程新增无组织废气排放主要包括设备与管线组件密封点泄



漏、有机液体储罐挥发损失、循环冷却水系统逸散等，挥发性有机物排放量核算见“3.3.4.7 挥发性有机物排放量核算”小节，无组织废气污染源强核算结果及排放参数见表 3.3-41。





表 3.3-38 前期工程正常工况导热油炉燃烧烟气污染物源强核算结果一览表

装置/ 单元 名称	污染源名称	污染源编号	燃气消耗量 (Nm³/h)	污染物名 称	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时 间 (h/a)	排气筒参数		
					核算方法	废气产 生量 (Nm³/h)	浓度 (mg/m³)	速率 (kg/h)	工 艺	效率 (%)	核算方法	废气排放 量 (Nm³/h)	浓度 (mg/m³)	速率 (kg/h)		直 径 (m)	高 度 (m)	温 度 (°C)
工况一——2 台导热油炉 100%满负荷运行																		
供热 系统	导热油炉排 气筒（单个 排放口）	DA001 （2 用 1 备）	2400	颗粒物	类比法				清洁燃料	-	类比法							
				二氧化硫	物料衡算				低硫燃料	-	物料衡算							
				氮氧化物	类比法				低氮燃烧+ 烟气再循 环	-	类比法							
	导热油炉排 气筒（单个 排放口）	DA002 （2 用 1 备）	2400	颗粒物	类比法				-	-	类比法							
				二氧化硫	物料衡算				-	-	物料衡算							
				氮氧化物	类比法				低氮燃烧+ 烟气再循 环	-	类比法							
	导热油炉排 气筒（单个 排放口）	DA003 （2 用 1 备）	2400	颗粒物	类比法				-	-	类比法							
				二氧化硫	物料衡算				-	-	物料衡算							
				氮氧化物	类比法				低氮燃烧+ 烟气再循 环	-	类比法							
工况二——3 台导热油炉均 80%负荷运行																		
供热 系统	导热油炉排 气筒（单个 排放口）	DA001 （3 台导热 油炉全部投 用）	1920	颗粒物	类比法				-	-	类比法							
				二氧化硫	物料衡算				-	-	物料衡算							
				氮氧化物	类比法				低氮燃烧+ 烟气再循 环	-	类比法							
	导热油炉排 气筒（单个 排放口）	DA002 （3 台导热 油炉全部投 用）	1920	颗粒物	类比法				-	-	类比法							
				二氧化硫	物料衡算				-	-	物料衡算							
				氮氧化物	类比法				低氮燃烧+ 烟气再循 环	-	类比法							
	导热油炉排	DA003	1920	颗粒物	类比法				-	-	类比法							



装置/ 单元 名称	污染源名称	污染源编号	燃气消耗量 (Nm³/h)	污染物名 称	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时 间 (h/a)	排气筒参数		
					核算方法	废气产 生量 (Nm³/h)	浓度 (mg/m³)	速率 (kg/h)	工 艺	效率 (%)	核算方法	废气排放 量 (Nm³/h)	浓度 (mg/m³)	速率 (kg/h)		直径 (m)	高度 (m)	温度 (℃)
	气筒（单个 排放口）	（3 台导热 油炉全部投 用）		二氧化硫	物料衡算				-	-	物料衡算							
				氮氧化物	类比法				低氮燃烧+ 烟气再循 环	-	类比法							

表 3.3-39 前期工程正常工况导热油炉燃烧废气污染物新增排放量一览表

污染源及其编号	情景	烟气量(Nm <sup>3</sup> /h)	颗粒物排放量(t/a)	二氧化硫排放量(t/a)	氮氧化物排放量(t/a)
工况一——2 台导热油炉 100%满负荷运行					
3 个导热油炉排气筒 (DA001~DA003)	增加负荷前（2 用 1 备，80%负荷）				
	增加负荷后（2 用 1 备，100%负荷）				
	变化量				
工况二——3 台导热油炉均 80%负荷运行					
3 个导热油炉排气筒 (DA001~DA003)	增加负荷前（2 用 1 备，80%负荷）				
	增加负荷后（3 用，80%负荷）				
	变化量				

表 3.3-40 前期工程正常工况有组织废气达标性分析结果一览表

装置/单元名称	污染源名称	污染源编号	污染物名称	污染物参数	排放标准		达标性分析
				排放浓度 (mg/Nm <sup>3</sup> )	标准限值 (mg/m <sup>3</sup> )	标准名称及编号	
供热系统	导热油炉排气筒	DA001 DA002 DA003	颗粒物			山东省《锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）中表 2 重点控制区大气污染物排放浓度限值	达标
			二氧化硫				达标
			氮氧化物			《滨州市 2019 年打赢蓝天保卫战重点领域专项整治方案》(滨指办〔2019〕35 号)	达标
			烟气林格曼黑度			山东省《锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）中表 2 重点控制区大气污染物排放浓度限值	达标



表 3.3-41 前期工程正常工况无组织废气源强核算结果一览表

装置/单元名称	污染源名称	污染源编号	污染物名称	污染物产生		治理措施	污染物排放		排放时间(h/a)	排放参数				排放去向
				核算方法	产生速率(kg/h)		核算方法	排放速率(kg/h)		长(m)	宽(m)	高(m)	面积(m <sup>2</sup> )	
天然气处理装置	设备与管线组件密封点泄漏	G1	挥发性有机物	排污系数法		泄漏检测与修复	排污系数法							大气环境
天然气处理装置脱酸单元(系列 II)新增溶剂储罐(T-1651A/B)	有机液体储存挥发损失	G2	挥发性有机物	排污系数法		泄漏检测与修复	排污系数法							大气环境
储运工程	设备与管线组件密封点泄漏	G3	挥发性有机物	排污系数法		泄漏检测与修复	排污系数法							大气环境
循环冷却水系统	循环冷却水逸散	G4	挥发性有机物	排污系数法		-	排污系数法							大气环境



## b. 废水污染物

### 1) 生产废水

本项目前期工程生产污水主要包括：工艺单元含油废水（W1）、地面冲洗污水（W2）、循环冷却水系统新增排污水（W5）以及空氮系统产生的含油废水（W6）。

工艺单元含油废水、地面冲洗污水和空氮系统含油废水收集后排入污水处理站进行除油预处理，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

循环冷却水系统排污水收集至污水监控池，与处理后含油污水一起送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。

### 2) 生活污水

本项目建成后，前期工程新增厂区定员 16 人。

根据《建筑给水排水设计规范》（GB50015-2019），终端人均用水定额为 150L/d，用水量为 2.40m<sup>3</sup>/d；按照 90%的产污系数，滨州终端新增生活污水量为 2.16m<sup>3</sup>/d（756.0 m<sup>3</sup>/a）。生活污水主要污染物为 pH、化学需氧量、BOD<sub>5</sub>、悬浮物、氨氮、总氮、总磷等，收集至厂内化粪池处理后，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

### 3) 初期雨水

本项目前期工程新增的初期雨水（W3）统一核算。初期雨水通过收水口收集，装车区的初期雨水通过截水沟收集，收集后的含油雨水通过管道排入罐区、装置区、装车区外的水封井后进入阀池，阀池内设有切换阀排至含油雨水收集池。初期雨水进入终端含油污水处理单元进行预处理后，排至临港化工园区污水处理厂进行处理。

将污染区前 20mm 降水量核算为初期雨水量。本项目前期工程新增污染区主要为新增工艺装置区，新增污染区面积为 11720m<sup>2</sup>。经计算，本项目前期工程新增初期雨水量为 234.40m<sup>3</sup>/次。根据项目所在地气象统计资料，年降水次数约为 70 次，则初期雨水产生量约为 16408.00m<sup>3</sup>/a。

### 4) 废水污染物源强核算结果

本次评价对各类别废水的主要污染物进行分析，本项目前期工程正常工况废水源强核算结果见表 3.3-42，全厂总排口（DW001）废水经管道排至临港化工园区污水处理厂处理，其达标性分析见表 3.3-43。



表 3.3-42 前期工程正常工况水污染物源强核算结果一览表

装置/ 设施 名称	排放 源编 号	污染源	污染物 名称	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放 时间	排放去 向
				核算 方法	废水产生 量	污染物 浓度	污染物产 生量	工 艺	效率	核算 方法	废水排放 量	污染物 浓度	污染物排 放量		
					m³/d	mg/L	kg/d		%		m³/d	mg/L	kg/d		
天然 气处 理装 置	W1	工艺单 元含油 废水	pH	类比 法		6~9（无 量纲）	-	收 集、 密 闭 输 送	-	类比 法		6~9（无 量纲）		350	滨州终 端现有 污水处 理站处 理预处 理后，排 入滨州 临港化 工产业 园污水 处理厂 处理
			化学需 氧量	类比 法		500	13.011			类比 法		500			
			BOD <sub>5</sub>	类比 法		150	3.903			类比 法		150			
			氨氮	类比 法		50	1.301			类比 法		50			
			总氮	类比 法		300	7.806			类比 法		300			
			悬浮物	类比 法		100	2.602			类比 法		100			
			硫化物	类比 法		1.0	0.026			类比 法		1.0			
			石油类	类比 法		200	5.204			类比 法		200			
	W2	地面冲 洗污水	pH	类比 法		6~9	-	收 集、 密 闭 输 送	-	类比 法		6~9		12 次 /年	滨州终 端现有 污水处 理站处 理预处 理后，排 入滨州 临港化 工产业 园污水 处理厂 处理
			化学需 氧量	类比 法		300	1.200			类比 法		300			
			BOD <sub>5</sub>	类比 法		90	0.360			类比 法		90			
			氨氮	类比 法		30	0.120			类比 法		30			
			总氮	类比 法		60	0.240			类比 法		60			
			悬浮物	类比 法		200	0.800			类比 法		200			



装置/ 设施 名称	排放 源编 号	污 染 源	污 染 物 名 称	污 染 物 产 生				治 理 措 施		污 染 物 排 放				排 放 时 间	排 放 去 向
				核 算 方 法	废 水 产 生 量	污 染 物 浓 度	污 染 物 产 生 量	工 艺	效 率	核 算 方 法	废 水 排 放 量	污 染 物 浓 度	污 染 物 排 放 量		
					m³/d	mg/L	kg/d		%		m³/d	mg/L	kg/d		
			石 油 类	类 比 法		100	0.400			类 比 法		100			
污 染 区 域	W3	初 期 雨 水	pH	类 比 法		6~9	-	收 集、 密 闭 输 送	-	类 比 法		6~9		70 次 / 年	滨 州 终 端 现 有 污 水 处 理 站 处 理 预 处 理 后，排 入 滨 州 临 港 化 工 产 业 园 污 水 处 理 厂 处 理
			化学需 氧量	类 比 法		300	70.320			类 比 法		300			
			BOD <sub>5</sub>	类 比 法		90	21.096			类 比 法		90			
			氨 氮	类 比 法		30	7.032			类 比 法		30			
			总 氮	类 比 法		60	14.064			类 比 法		60			
			悬 浮 物	类 比 法		200	46.880			类 比 法		200			
			石 油 类	类 比 法		100	23.440			类 比 法		100			
			循 环 冷 却 水 系 统	W5		循 环 冷 却 水 排 污 水	pH			类 比 法			6~9		
化学需 氧量	类 比 法	100			6.000		类 比 法	100							
BOD <sub>5</sub>	类 比 法	30			1.800		类 比 法	30							
氨 氮	类 比 法	5			0.300		类 比 法	5							
总 氮	类 比 法	10			0.600		类 比 法	10							
悬 浮 物	类 比 法	80			4.800		类 比 法	80							
总 磷	类 比 法	2			0.120		类 比 法	2							





装置/ 设施 名称	排放 源编 号	污 染 源	污 染 物 名 称	污 染 物 产 生				治 理 措 施		污 染 物 排 放				排 放 时 间	排 放 去 向
				核 算 方 法	废 水 产 生 量	污 染 物 浓 度	污 染 物 产 生 量	工 艺	效 率	核 算 方 法	废 水 排 放 量	污 染 物 浓 度	污 染 物 排 放 量		
					m³/d	mg/L	kg/d		%		m³/d	mg/L	kg/d		
空 氮 系 统	W6	含 油 废 水	石 油 类	类 比 法		200	0.010	收 集、 密 闭 输 送	-	类 比 法		200		350 （折 算连 续）	滨 州 终 端 现 有 污 水 处 理 站 处 理 预 处 理 后，排 入 滨 州 临 港 化 工 产 业 园 污 水 处 理 厂 处 理
			悬 浮 物	类 比 法		100	0.005			类 比 法		100			
生 活 设 施	W7	生 活 污 水	pH	类 比 法		6~9	-	收 集、 密 闭 输 送	-	类 比 法		6~9		350	经 化 粪 池 处 理 后，排 入 滨 州 临 港 化 工 产 业 园 污 水 处 理 厂 集 处 理
			化 学 需 氧 量	类 比 法		500	1.080			类 比 法		500			
			BOD <sub>5</sub>	类 比 法		300	0.648			类 比 法		300			
			悬 浮 物	类 比 法		250	0.540			类 比 法		250			
			氨 氮	类 比 法		53.2	0.115			类 比 法		53.2			
			总 氮	类 比 法		100	0.216			类 比 法		100			
			总 磷	类 比 法		5	0.011			类 比 法		5			

表 3.3-43 前期工程厂区总排口（DW001）达标性分析一览表

序号	污染物名称	排放浓度（mg/L）	排放标准		达标性分析
			标准限值（mg/L）	标准名称及编号	



序号	污染物名称	排放浓度 (mg/L)	排放标准		达标性分析
			标准限值 (mg/L)	标准名称及编号	
1	pH 值		6~9	《污水综合排放标准》（GB 8978—1996）	达标
2	化学需氧量		500		达标
3	硫化物		1.0		达标
4	氨氮 (NH <sub>3</sub> -N)		60	滨州临港化工产业园污水处理厂排水协议	达标
5	总磷 (以 P 计)		1.0		达标
6	石油类		10		达标
7	五日生化需氧量		250		达标
8	总氮 (以 N 计)		120		达标
9	悬浮物		400		达标



### c. 噪声

本项目前期工程噪声源主要包括压缩机、空冷器、机泵等设备，见表 3.3-44。

### d. 固体废物

根据工程流程及产污环节分析，本项目产生固体废物性质，分为生活垃圾、一般工业固体废物和危险废物。

#### 1) 生活垃圾

运营期滨州终端新增定员为 16 人，人均生活垃圾产生量按照\*kg/人·日计算，每天垃圾产生量约为\*kg，每年产生量为\*t。工作人员产生的生活垃圾集中收集后，由园区环卫部门统一收集外运处理。

#### 2) 一般工业固体废物

根据工艺流程，本项目前期工程产生的一般工业固体废物主要为脱酸、脱水、二氧化碳回收单元更换的分子筛及过滤介质等。一般工业固体废物废物类别和固体废物代码均按照《固体废物分类与代码目录》执行。

#### 3) 危险废物

根据生产工艺，本项目前期工程产生的危险废物主要包括脱酸装置废胺液和废过滤介质、脱水单元的更换的分子筛及过滤介质、外输 CO<sub>2</sub> 脱硫塔废催化剂、设备检修产生的固体废物、供热系统产生的废导热油、污水处理站产生的污油和油泥、公用工程产生的废铅酸蓄电池、废电子部件、废硒鼓墨盒色带等。

#### 4) 固体废物源强核算结果

本项目前期工程产生的固体废物污染源强核算结果见表 3.3-45。



表 3.3-44 前期工程噪声源强核算结果一览表

装置/设施名称	污染源编号	噪声源	排放规律	噪声产生源强		降噪措施	噪声排放值		距地高度 (m)	室内/室外	持续时间 (h)	数量 (台)			备注
				核算方法	噪声值 (dB(A))		核算方法	噪声值 (dB(A))				总数	操作	备用	
天然气脱酸单元	N1	贫液提升泵 (II)	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	3	2	1	
	N2	半贫液透平泵 (II)	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	1	1	0	
	N3	贫液增压泵 (II)	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	3	2	1	
	N4	半贫液增压泵 (II)	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	3	1	2	2035 年前投入使用 1 台
	N5	半贫液返塔泵 (II)	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N6	再生塔顶回流泵 (II)	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N7	溶剂泵 (II)	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N8	溶剂补充泵 (II)	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	1	1	0	
	N9	贫液空冷器 (II)	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	16	10	6	2035 年前投入使用 10 台
	N10	半贫液返塔泵 (II)	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N11	再生塔顶空冷器 (II)	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	8	4	0	2035 年前投入使用 4 台
	N12	二段闪蒸汽空冷器 (II)	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	1	1	0	
天然气制冷单元	N13	膨胀压缩机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	1	1	0	未新增, 启动备用设备
天然气外输单元	N14	外输压缩机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	1	1	0	新增 1 台
	N15	外输气压缩机	连续	类比		低噪声电机、低	类比			室外	8400	2	2	0	新增 2 台

装置/设施名称	污染源编号	噪声源	排放规律	噪声产生源强		降噪措施	噪声排放值		距地高度 (m)	室内/室外	持续时间 (h)	数量 (台)			备注
				核算方法	噪声值 (dB(A))		核算方法	噪声值 (dB(A))				总数	操作	备用	
		出口空冷器		法		噪声叶片	法								
二氧化碳回收利用单元	N16	CO <sub>2</sub> 压缩机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	1	1	0	
	N17	CO <sub>2</sub> 外输压缩机	连续	类比法		低噪声电机、消声器	类比法			室外	8400	1	1	0	
	N18	CO <sub>2</sub> 外输压缩机出口空冷器	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	1	1	0	
	N19	外输 CO <sub>2</sub> 再生气空冷器	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	1	1	0	
供热系统	N20	导热油炉	连续	类比法		厂房隔声	类比法			室外	8400	1	1	0	未新增, 启动备用设备
	N21	鼓风机	连续	类比法		低噪声电机、隔声罩、基础减振	类比法			室外	8400	1	1	0	未新增, 启动备用设备
	N22	引风机	连续	类比法		低噪声电机、隔声罩、基础减振	类比法			室外	8400	1	1	0	未新增, 启动备用设备
	N23	导热油循环泵	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	2	0	未新增, 启动备用设备
空氮系统	N24	螺杆式空压机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室内	8400	2	1	1	

表 3.3-45 前期工程固体废物污染源源强核算结果一览表

装置/设施名称	污染源编号	固体废物名称	固体废物属性	废物类别	固体废物代码	排放规律	产生情况							处置措施		最终去向
							核算方法	产生量		形态	主要成分	有害成分	危险特性	工艺	处置量	
								t/次	t/a						t/a	
天然气脱酸单元	S1	脱碳过滤分离器 (II) 废玻璃纤维滤芯	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S2	吸收塔 (II) 废胺液	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置



装置/设施名称	污染源编号	固体废物名称	固体废物属性	废物类别	固体废物代码	排放规律	产生情况							处置措施		最终去向
							核算方法	产生量		形态	主要成分	有害成分	危险特性	工艺	处置量	
								t/次	t/a						t/a	
	S3	胺液预过滤器（II）废金属滤网	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S51	胺液活性炭过滤器（II）废玻璃纤维滤芯	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S4	胺液活性炭过滤器（II）废椰壳活性炭	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S5	胺液后过滤器（II）废金属滤网	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
天然气脱水单元	S6	分子筛干燥器废分子筛	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S7	分子筛出口过滤器废滤芯	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
二氧化碳回收利用单元	S8	外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔废催化剂	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S9	外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔废瓷球	一般工业固废											外委处置		厂家回收
	S10	外输 CO <sub>2</sub> 脱水前过滤器废滤芯	一般工业固废											外委处置		厂家回收
	S11	外输 CO <sub>2</sub> 分子筛干燥器废分子筛	一般工业固废											外委处置		厂家回收
	S12	外输 CO <sub>2</sub> 分子	一般工											外委		厂家回





装置 /设施 名称	污染源 编号	固体废物名称	固体废物 属性	废物 类别	固体废物 代码	排放 规律	产生情况							处置措施		最终去 向
							核算 方法	产生量		形态	主要成分	有害成分	危险 特性	工艺	处置 量	
								t/次	t/a						t/a	
天然 气处 理系 统		筛干燥橇废瓷球	业固废											处置		收
	S13	外输 CO <sub>2</sub> 分子筛出口过滤器废滤芯	一般工业固废											外委处置		厂家回收
	S52	含油废水	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
设备 检维 修	S14	废油漆涂料包装桶	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S15	废油漆	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S16	废润滑油	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S17	废机油	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S18	废油桶、废弃的含油抹布、劳保用品等含油检修废物	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S53	沾染矿物油的废弃包装物	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S54	沾染油漆废物	危险废物											外委处置		外委有资质单



装置/设施名称	污染源编号	固体废物名称	固体废物属性	废物类别	固体废物代码	排放规律	产生情况							处置措施		最终去向
							核算方法	产生量		形态	主要成分	有害成分	危险特性	工艺	处置量	
								t/次	t/a						t/a	
																位处置
	S55	废旧包装桶	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S56	含有或沾染危险废物的废弃物	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
供热系统	S19	废导热油	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
循环冷却水系统、污水处理站	S20	废弃包装物	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
污水处理站	S21	污油	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S22	油泥	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S57	废气处理系统的废活性炭	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
UPS电源维护	S58	废铅酸蓄电池	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
变频	S59	废电子部件	危险废											外委		外委有



装置/设施名称	污染源编号	固体废物名称	固体废物属性	废物类别	固体废物代码	排放规律	产生情况							处置措施		最终去向
							核算方法	产生量		形态	主要成分	有害成分	危险特性	工艺	处置量	
								t/次	t/a						t/a	
器等电气设备产生			物											处置		资质单位处置
实验室及办公室	S60	废硒鼓墨盒色带	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
实验室	S61	废试剂瓶	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
	S62	实验废液	危险废物											外委处置		外委有资质单位处置
全厂	S23	生活垃圾	-											外委处置		环卫部门统一处理



### 3.3.3.5 非正常工况分析

非正常工况指生产设施非正常工况或污染防治（控制）设施非正常状况。生产设施非正常工况指开停车（炉）、设备检修、工艺设备参数运转异常等工况，污染防治（控制）设施非正常状况指达不到应有治理效率或同步运转率等情况。

#### a. 废气污染源分析

##### 1) 天然气处理装置及储运工程非正常工况分析

本项目前期工程非正常工况包括生产装置或设施启动、停车或设备检修状况，以及设备超压泄放等情况排放的可燃气体，依托现有工程已建火炬系统燃烧处理后排放。

此次核算参考《排污许可申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中火炬污染物排放量的核算方法核算本项目非正常工况下火炬焚烧排放的挥发性有机物、二氧化硫和氮氧化物量，采用公式如下：

$$E_{\text{火炬系统}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & \text{(二氧化硫)} \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & \text{(氮氧化物、挥发性有机物)} \end{cases}$$

式中： $S_i$ —火炬气中的硫含量， $\text{kg/m}^3$ ；

$Q_i$ —火炬气流量， $\text{m}^3/\text{h}$ ；

$t_i$ —火炬系统  $i$  的年运行时间， $\text{h/a}$ ；

$\alpha$ —排放系数， $\text{kg/m}^3$ ；

$n$ —火炬头的个数。

其中，氮氧化物排放系数取  $0.054\text{kg/m}^3$ ，挥发性有机物（总烃）取  $0.002\text{kg/m}^3$ ，二氧化硫排放量采用物料衡算法计算，火炬气中的硫含量为  $20\text{mg/m}^3$ 。

根据工艺流程，本项目前期工程（2026 年投产）非正常工况火炬燃烧污染物排放核算见表 3.3-46，新增非正常工况火炬燃烧污染物排放量详见表 3.3-47。

##### 2) 天然气脱酸单元非正常工况分析

本项目前期工程投产后，天然气脱酸装置（系列 II）在系统超压、下游二氧化碳回收利用单元故障等情况排放的废气，经紧急泄放排放口放空至大气，污染物排放核算见表 3.3-48。

##### 3) 二氧化碳回收利用单元非正常工况分析

本项目前期工程投产后，二氧化碳回收利用单元新增  $\text{CO}_2$  返输装置在系统



超压等情况排放的废气，经紧急泄放排放口放空至大气，污染物排放核算见表 3.3-48。

#### 4) 导热油炉非正常工况分析

本项目前期工程新增运行的导热油炉非正常工况主要为导热油炉启停炉工况。

类比同类项目，非正常工况下氮氧化物排放浓度可达  $250\text{mg}/\text{m}^3$ 。根据设计反馈资料，导热油炉每年检修 1 次，启动时长不超过 0.5 小时，停机时间为 0.5 小时。则本项目前期工程新增运行的导热油炉非正常工况下废气排放情况见表 3.3-49。

#### b. 废水污染物

本项目非正常工况的废水排放主要为设备检维修废水（W4）。检修废水排入污水处理站进行除油预处理，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

本项目前期工程新增非正常工况废水污染物排放核算结果见表 3.3-50。



表 3.3-46 前期工程非正常工况火炬燃烧污染物排放情况一览表

序号	排放单元	排放工况	排放去向	火炬气		排放时间	频次	火炬气排放量	火炬气硫含量	污染物排放量		
				组成	流量					挥发性有机物	二氧化硫	氮氧化物
					m³/h							
1	天然气预处理单元	停产检修	常温火炬	天然气								
		超压	低温火炬	天然气								
2	凝液稳定单元	停产检修	常温火炬	天然气								
		超压	常温火炬	天然气								
3	脱酸单元	停产检修	常温火炬	天然气								
		超压	常温火炬	天然气								
4	天然气脱水单元	停产检修	低温火炬	天然气								
		超压	常温火炬	天然气								
		超压	低温火炬	天然气								
5	天然气制冷单元	停产检修	低温火炬	天然气								
		超压	常温火炬	天然气								
		超压	低温火炬	天然气								
6	分馏单元	超压	常温火炬	丙烷/丁烷/轻烃								
7	外输计量系统	停产检修	低温火炬	天然气								
		超压	常温火炬	天然气								
8	丙烷储罐	压力容器检验	常温火炬	丙烷								
9	丁烷储罐	压力容器检验	常温火炬	丁烷								
10	稳定储罐	压力容器检验	常温火炬	轻烃								
11	装车系统	超压	常温火炬	丙烷/丁烷/轻烃								
12	燃料气系统	超压	常温火炬	天然气								
合计												





表 3.3-47 前期工程非正常工况新增火炬燃烧污染物排放量

工程	挥发性有机物 (t/a)	二氧化硫 (t/a)	氮氧化物 (t/a)
一期项目			
本项目前期工程			
本项目前期工程新增			

表 3.3-48 前期工程非正常工况天然气脱酸单元和二氧化碳回收利用单元废气污染源强核算结果一览表

序号	排放单元	污染源	排放工况	泄放气量 (Nm <sup>3</sup> /h)	污染物名称	排放速率(kg/h)	持续时间(h/次)	频次(次/年)	排放量(t/a)	排放口高度(m)	排放口温度(°C)	排放口内径(m)
1	脱酸单元	再生塔顶回流罐 (II)	下游二氧化碳回收利用单元故障，超压放空		挥发性有机物							
					硫化氢							
		超压			挥发性有机物							
					硫化氢							
2		再生塔 (II)	超压		挥发性有机物							
					硫化氢							
3		富液二段闪蒸塔 (II)	超压		挥发性有机物							
					硫化氢							
4		CO <sub>2</sub> 压缩机 1901D	超压、开停车		挥发性有机物							
					硫化氢							
5		外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔入口分离器	超压		挥发性有机物							
					硫化氢							
6		外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔	超压		挥发性有机物							
					硫化氢							
7		外输 CO <sub>2</sub> 再生气分水罐	超压		挥发性有机物							
					硫化氢							
8		外输 CO <sub>2</sub> 分子筛干燥器	超压		挥发性有机物							
					硫化氢							



序号	排放单元	污染源	排放工况	泄放气量(Nm³/h)	污染物名称	排放速率(kg/h)	持续时间(h/次)	频次(次/年)	排放量(t/a)	排放口高度(m)	排放口温度(℃)	排放口内径(m)
9		外输 CO₂ 脱水前过滤器	超压		挥发性有机物							
					硫化氢							
10		外输 CO₂ 分子筛出口过滤器	超压		挥发性有机物							
					硫化氢							
11		CO₂ 外输压缩机 1903C	超压、开停车		挥发性有机物							
					硫化氢							
合计					挥发性有机物							
					硫化氢	-						

表 3.3-49 前期工程非正常工况导热油炉废气污染源强核算结果一览表

污染源名称	污染源编号	工况	燃气消耗量(Nm³/h)	污染物名称	废气量(Nm³/h)	排放浓度(mg/m³)	排放速率(kg/h)	持续时间(h)	排放量(t/a)
导热油炉排气筒	DA003	启动		颗粒物					
				二氧化硫					
				氮氧化物					
				挥发性有机物					
		停机		颗粒物					
				二氧化硫					
				氮氧化物					
				挥发性有机物					
合计				颗粒物					
				二氧化硫					
				氮氧化物					
				挥发性有机物					



表 3.3-50 前期工程非正常工况废水污染源源强核算结果一览表

序号	装置名称	污染源	污染物名称	污染物产生				预处理措施		污染物排放				排放时间	排放去向
				核算方法	废水产生量	污染物浓度	污染物产生量	工艺	效率	核算方法	废水排放量	污染物浓度	污染物排放量		
					m³/次	mg/L	kg/a		%		m³/次	mg/L	kg/a	h/a	
W4	检维修污水	设备、管线	pH	类比法		6~9（无量纲）		收集、密闭输送	-	类比法		6~9（无量纲）		1次/3a	滨州终端现有污水处理站处理预处理后，排入滨州临港化工产业园污水处理厂处理
			化学需氧量	类比法		500			-	类比法		500			
			BOD <sub>5</sub>	类比法		150			-	类比法		150			
			氨氮	类比法		50			-	类比法		50			
			总氮	类比法		300			-	类比法		300			
			悬浮物	类比法		100			-	类比法		100			
			硫化物	类比法		1.0			-	类比法		1.0			
			石油类	类比法		200			-	类比法		200			



## 3.3.3.6 平衡

## a. 物料平衡

本项目前期工程投产后典型年份（2029 年）滨州终端全厂物料平衡见表 3.3-51。

表 3.3-51 滨州终端前期工程改造后典型年份物料平衡表

入方			出方		
序号	物料名称	数量 (t/a)	序号	物料名称	数量 (t/a)
1	海上来料		1	外输天然气	
2	除盐水		2	丙烷	
3	氧气		3	丁烷	
4			4	稳定轻烃	
5			5	燃料气	
6			6	液体二氧化碳	
7			7	干冰	
8			8	外输 CO <sub>2</sub>	
9			9	工艺单元含油废水	
10			10	废气	
			11	固废（脱硫量）	
合计			合计		

## b. 水平衡

本项目前期工程投产后滨州终端全厂水平衡见表 3.3-52。

表 3.3-52 滨州终端前期工程改造后水平衡表

装置或设施名称	进水 (m <sup>3</sup> /d)					出水 (m <sup>3</sup> /d)						
	新鲜水	除盐水	循环水进水	物料带入	雨水	循环水出水	生产废水	除盐水	污染雨水	生活污水	损失	
天然气处理装置												
除盐水处理系统												
循环冷却水单元												
空氮系统												
污染区域												
地面冲洗												
全厂生活												
本项目前期工程-进入污水处理系统废水量												
本项目前期工程-直接进入外排监控池废水量												



## c. 硫平衡

根据天然气处理流程和进气组分，本项目前期工程改造后典型年份（2029 年）硫平衡分析见表 3.3-53。

表 3.3-53 滨州终端前期工程改造后硫平衡

入方					出方				
序号	物料名称	数量(t/a)	硫含量(ppm)	带入硫(t/a)	序号	物料名称	数量(t/a)	硫含量(ppm)	带走硫(t/a)
1	海上来料				1	外输天然气			
2					2	丙烷			
3					3	丁烷			
4					4	稳定轻烃			
5					5	燃料气			
6					6	液体二氧化碳			
7					7	干冰			
8					8	外输 CO <sub>2</sub>			
9					9	工艺单元含油废水			
10					10	废气			
11					11	外输天然气			
合计				40.145	合计				40.145

d. CO<sub>2</sub> 平衡

滨州终端分离出的 CO<sub>2</sub> 用于制备外售的食品级 CO<sub>2</sub> 产品、海上驱油和海上地质封存。根据天然气进气以及 CO<sub>2</sub> 产品组分，本项目前期工程改造后典型年份（2029 年）CO<sub>2</sub> 平衡分析见表 3.3-54。

表 3.3-54 滨州终端前期工程改造后典型年份 CO<sub>2</sub> 平衡表

入方					出方				
序号	物料名称	数量(×t/a)	CO <sub>2</sub> 占比(%)	CO <sub>2</sub> (万 t/a)	序号	物料名称	数量(×t/a)	CO <sub>2</sub> 占比(%)	CO <sub>2</sub> (万 t/a)
1	海上来料				1	外输天然气			
2					2	丙烷			
3					3	燃料气			
4					4	液体二氧化碳			
5					5	干冰			
6					6	外输 CO <sub>2</sub>			
7					7	废气			
合计				58.336	合计				58.336



### 3.3.3.7 挥发性有机物排放量核算

#### a. 挥发性有机物（VOCs）污染源归类解析

本项目参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》（环办〔2015〕104 号）的要求，挥发性有机物（VOCs）污染源排查范围主要包括 12 类，分别为设备与管线组件密封点泄漏，有机液体储存与调和挥发损失，有机液体装卸挥发损失，废水集输、储存与处理处置过程逸散，工艺有组织排放，冷却塔、循环冷却系统释放，非正常工况排放，工艺无组织排放，火炬排放，燃烧烟气排放，采样过程排放和事故排放。

本项目前期工程挥发性有机物（VOCs）污染源解析具体见表 3.3-55。

表 3.3-55 本项目前期工程挥发性有机物（VOCs）污染源归类解析结果一览表

序号	源项解析	排放形式	工况	备注
1	设备与管线组件密封点泄漏	无组织	正常	新建天然气脱酸单元、天然气处理装置其他单元改造、装车系统扩建等
2	有机液体储存与调和挥发损失	无组织	正常	新增溶剂储罐（II）
3	有机液体装卸挥发损失	-	-	本项目采用压力装车，并设置气相返回线，正常情况不产生装卸废气
4	废水集输、储存、处理处置过程逸散	-	-	滨州终端一期环评已按照污水处理系统设计规模核算无组织排放量，本项目未新增废气排放。
5	工艺有组织排放	-	-	不涉及
6	循环水冷却系统释放	无组织	正常	新增循环冷却水量
7	非正常工况（含开停工及维修）排放	有组织	非正常	天然气脱酸单元和二氧化碳回收利用单元超压泄放、导热油炉启停炉排放
8	工艺无组织排放	-	-	不涉及
9	火炬排放	有组织	非正常	新增火炬气
10	燃烧烟气排放	有组织	正常	导热油炉烟气
11	采样过程排放	-	-	不涉及
12	事故排放	-	-	不核算

#### b. 有组织排放源 VOCs 排放核算

##### 1) 燃烧烟气排放

本项目前期工程燃烧烟气主要为导热油炉燃烧烟气。本次评价导热油炉新增燃烧烟气挥发性有机物排放量采用产污系数法进行核算，参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中《附表 1 燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表》中燃气锅炉-室燃炉-天然气-所有规模，挥发性有机物产污系数取 1.68 千克/万立方米-燃料。

本项目前期工程燃烧烟气挥发性有机物排放源强核算结果见表 3.3-56，挥





发性有机物新增排放量核算结果见表 3.3-57。

## 2) 非正常工况（含开停工及维修）排放

陆上工程前期年工程新增的天然气脱酸装置和 CO<sub>2</sub> 返输装置开停车或超压、新增运行的导热油炉启停炉等非正常工况中排放的废气也会排放挥发性有机物。天然气脱酸装置、CO<sub>2</sub> 返输装置、导热油炉非正常工况下挥发性有机物（VOCs）排放量分别为 2.403t/a、1.119t/a、0.0002t/a，合计 3.5222t/a。

## 3) 火炬排放

陆上工程改造后，天然气处理装置等非正常工况，包括生产装置或设施启动、停车或设备检修状况，以及管道、设备中天然气超压的情况下释放的天然气等可燃气体，并依托现有工程高低压火炬系统放空，通过燃烧处理后排放，本项目前期工程火炬系统新增挥发性有机物排放量为 1.544t/a。

## c. 无组织排放源 VOCs 排放核算

### 1) 设备与管线组件密封点泄漏

本项目新增设备的泵、阀门、法兰和连接件等设备与管线组件密封点流经挥发性有机液体、气体时，会存在一定量的挥发性有机物（VOCs）的泄漏排放，主要成分为甲烷，另外还有极少量的非甲烷总烃。泄漏的非甲烷总烃参照《排污许可申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中下列公式进行计算：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left( e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：  $E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点泄漏排放量，kg/a；

$t_i$ ——密封点  $i$  的年运行时间，h/a；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点  $i$  的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——流经密封点  $i$  的物料中非甲烷总烃平均质量分数；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点  $i$  的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数。

根据本项目天然气摩尔组份，换算出非甲烷总烃的占比， $WF_{\text{VOCs},j}/WF_{\text{TOC},i}$  = 取 30.81%。

本项目设备与管线组件排放速率取值参数见表 3.3-58。

类比现有工程，本项目设备与管线组件密封点挥发性有机物（VOCs）泄漏量为 1.817t/a，其核算过程详见表 3.3-59。



表 3.3-56 前期工程燃烧烟气挥发性有机物排放源强核算结果一览表

装置 /单 元名 称	污 染 源 名 称	污 染 源 编 号	燃 气 消 耗 量 (Nm³/h)	污 染 物 名 称	污 染 物 产 生				治 理 措 施		污 染 物 排 放				排 放 时 间 （h/a）	排 气 筒 参 数		
					核 算 方 法	废 气 产 生 量 (Nm³/h)	浓 度 (mg/m³)	速 率 (kg/h)	工 艺	效 率 (%)	核 算 方 法	废 气 排 放 量 (Nm³/h)	浓 度 (mg/m³)	速 率 (kg/h)		直 径 (m)	高 度 (m)	温 度 (℃)
工况一——2 台导热油炉 100%满负荷运行																		
供 热 系 统	导热油炉 排气筒（单 个排放口）	DA001 （2 用 1 备）		挥发 性有 机物	产污 系数 法				-	-	产污 系数 法							
	导热油炉 排气筒（单 个排放口）	DA002 （2 用 1 备）		挥发 性有 机物	产污 系数 法				-	-	产污 系数 法							
	导热油炉 排气筒（单 个排放口）	DA003 （2 用 1 备）		挥发 性有 机物	产污 系数 法				-	-	产污 系数 法							
工况二——3 台导热油炉均 80%负荷运行																		
供 热 系 统	导热油炉 排气筒（单 个排放口）	DA001 （3 台导 热油炉 全部投 用）		挥发 性有 机物	产污 系数 法				-	-	产污 系数 法							
	导热油炉 排气筒（单 个排放口）	DA002 （3 台导 热油炉 全部投 用）		挥发 性有 机物	产污 系数 法				-	-	产污 系数 法							
	导热油炉 排气筒（单 个排放口）	DA003 （3 台导 热油炉 全部投 用）		挥发 性有 机物	产污 系数 法				-	-	产污 系数 法							



表 3.3-57 前期工程燃烧烟气挥发性有机物新增排放量一览表

污染源及其编号	情景	烟气量(Nm <sup>3</sup> /h)	挥发性有机物排放量(t/a)
<b>工况一——2 台导热油炉 100%满负荷运行</b>			
3 个导热油炉排气筒 (DA001~DA003)	增加负荷前 (2 用 1 备, 80%负荷)		
	增加负荷后 (2 用 1 备, 100%负荷)		
	变化量		
<b>工况二——3 台导热油炉均 80%负荷运行</b>			
3 个导热油炉排气筒 (DA001~DA003)	增加负荷前 (2 用 1 备, 80%负荷)		
	增加负荷后 (3 用, 80%负荷)		
	变化量		

表 3.3-58 本项目前期工程挥发性有机物（VOCs）污染源归类解析结果一览表

序号	类型	密封点类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h/排放源)
1	石油炼制工业	连接件	
2		开口阀或开口管线	
3		阀门	
4		压缩机、搅拌器、泄压设备	
5		泵	
6		法兰	
7		其他	



表 3.3-59 本项目前期工程挥发性有机物（VOCs）污染源归类解析结果一览表

序号	污 染 源	设备与管线组件密封点类型	数量 (个)	排放系数 (kg/h/排放源)	$\frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}}$	系数	排放速率 (kg/h)	年排放时间 (h)	年排放量 (t/a)
1	天 然 气 处 理 装 置	阀门	700						
		开口阀或开口管线	200						
		法兰	2000						
		小计						0.2067	/
2	装 车 区	阀门	10						
		法兰	30						
		小计						0.0096	/
2	合计						0.2163	/	1.817



## 2) 有机液体存储与调和损失

陆上工程前期工程新增的有机液体在储存过程中的无组织排放源主要为溶剂储罐（II）。根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，主要考虑 MDEA 溶剂储罐存贮过程中的静置损失和卸车装罐过程中的工作损失。

本项目溶剂储罐（II）参数见表 3.3-60，挥发性有机物（VOCs）排放量计算结果见表 3.3-61。经过核算，溶剂储罐（II）挥发性有机物排放量为 0.668t/a。

表 3.3-60 陆上工程主要海洋环境影响要素识别

储罐编号	实际储存温度(°C)	容积(m <sup>3</sup> )	直径(m)	罐体高度(m)	平均储存高度(m)	罐壁颜色	呼吸阀-压力设定(Pa)	呼吸阀-真空设定(Pa)
T-1651A	20	1600	13.5	11.5	4	银白色	1765	-295
T-1651B	20	1600	13.5	11.5	4	银白色	1765	-295

表 3.3-61 陆上工程主要海洋环境影响要素识别

储罐编号	大气压(kPa)	日平均最高环境温度(°C)	日平均最低环境温度(°C)	水平面太阳能总辐射(Btu/ft <sup>2</sup> .day)	年周转量(t/a)	排放量(t/a)
T-1651A	101.7	25.7	-3.2	1209	50	0.334
T-1651B	101.7	25.7	-3.2	1209	50	0.334
合计	-	-	-	-	-	0.668

## 3) 循环水冷却系统释放

陆上工程依托现有循环冷却水系统，循环冷却水系统采用开式循环水场，当在换热器发生少量或微量泄漏时，含 VOCs 的产品通过换热器裂缝从高压侧泄漏并污染冷却水。由于凉水塔的汽提作用和风吹逸散，VOCs 从冷却水中排入大气。

本项目生产装置内主要挥发性有机物为天然气及轻烃组分，由于天然气中主要组分为甲烷，挥发性有机物组分的含量较小，因此，此处系数法计算循环水冷却系统释放的排放量时，参考美国 AP42 中表 5.1.2 中循环冷却水有监控措施的排放系数，单位体积循环水 VOCs 排放系数为 0.00008kg/m<sup>3</sup>。本项目正常运行，循环水新增用量为 620m<sup>3</sup>/h，故循环水场新增挥发性有机物（VOCs）排放量约为 0.417t/a，见表 3.3-62。



表 3.3-62 循环水冷却系统 VOCs 估算情况一览表

序号	污染源	排放系数 (kg/m <sup>3</sup> )	循环水新增流量 (m <sup>3</sup> /h)	产生量 (kg/h)	年排放时间 (h/a)	排放量 (t/a)
1	循环冷却水系统					

## 4) 挥发性有机物估算汇总

通过陆上工程挥发性有机物污染源归类解析及挥发性有机物污染源估算，本项目前期工程 VOCs 排放量为 10.6782t/a，见表 3.3-63。

表 3.3-63 前期工程 VOCs 排放量汇总表

序号	源项	排放形式	排放工况	排放量/ (t/a)
1	设备与管线组件密封点泄漏	无组织	正常	
2	有机液体储存与调和挥发损失	无组织	正常	
3	循环水冷却系统释放	无组织	正常	
4	非正常工况（含开停工及维修）排放	有组织	非正常	
5	燃烧烟气排放	有组织	正常	
6	火炬排放	有组织	非正常	
总计				

## 3.3.3.8 前期工程污染物排放量核算

## a. 废气污染源

正常工况下，陆上工程前期工程新增有组织废气主要为导热油炉烟气，经导热油炉排气筒（DA001~DA003）排入大气。根据工程分析结果，本项目前期工程导热油炉烟气污染物新增排放量按照可能大气环境影响更大的工况（工况二）核算排放量。

非正常工况下，有组织废气主要包括火炬系统排放、天然气脱酸单元和二氧化碳回收利用单元泄放废气和导热油炉开停炉等燃烧烟气。

陆上工程前期工程新增无组织废气主要为设备与管线组件密封点泄漏、有机液体储罐挥发损失、循环冷却水系统逸散等。

前期工程新增废气污染源污染物排放量核算结果见表 3.3-64~表 3.3-66。

表 3.3-64 前期工程正常工况有组织废气污染源汇总

污染源名称	污染源编号	污染物名称	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)	去向	备注
导热油炉排气筒	DA001~DA003	废气量(×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /a)				大气环境	工况二——3台导热油炉均80%负荷运行（三台同时投用）
		颗粒物					
		二氧化硫					
		氮氧化物					
		挥发性有机物					





表 3.3-65 前期工程非正常工况有组织废气污染源汇总

污染源名称	污染物名称	产生量(t/a)	削减量(t/a)	排放量(t/a)	去向	备注
火炬系统	二氧化硫				大气环境	增加量
	氮氧化物					
	挥发性有机物					
再生塔顶回流罐（II）	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
再生塔（II）	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
富液二段闪蒸塔（II）	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
CO <sub>2</sub> 压缩机 1901D	挥发性有机物				大气环境	超压、开停车
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔入口分离器	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 再生气分水罐	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 分子筛干燥器	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 脱水前过滤器	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 分子筛出口过滤器	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
CO <sub>2</sub> 外输压缩机 1903C	挥发性有机物				大气环境	超压、开停车
	硫化氢					
导热油炉（DA003）	颗粒物				大气环境	启停炉，备用改投用
	二氧化硫					
	氮氧化物					
	挥发性有机物					
合计	颗粒物				-	-
	二氧化硫					
	氮氧化物					
	挥发性有机物					
	硫化氢					

表 3.3-66 前期工程无组织废气污染源汇总

污染源名称	污染源编号	污染物名称	产生量(t/a)	削减量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
设备与管线组件密封点泄漏	G1	挥发性有机物				大气环境
有机液体储存挥发损失	G2	挥发性有机物				大气环境



循环冷却水逸散	G3	挥发性有机物				大气环境
合计		挥发性有机物				-

## b. 废水污染源

陆上工程前期工程工艺单元含油废水、地面冲洗污水、初期雨水及装置检修污水收集后排入污水处理站进行除油预处理，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。生活污水收集至厂内化粪池处理后，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。循环冷却水系统排污水收集至污水监控池，与生活污水、处理后含油污水一起送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。本项目前期工程废水主要污染物新增产生及排放情况见表 3.3-67。

表 3.3-67 前期工程废水污染源主要污染物汇总表

排放源编号	污染源	污染物名称	废水量 (m³/a)	产生浓度 (mg/L)	排放浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
W1	工艺单元含油废水	pH		6~9	6~9				滨州临港化工产业园污水处理厂处理
		COD		500	500				
		BOD <sub>5</sub>		150	150				
		氨氮		50	50				
		总氮		300	300				
		悬浮物		100	100				
		硫化物		1.0	1.0				
		石油类		200	10				
W2	地面冲洗污水	pH		6~9	6~9				
		COD		300	300				
		BOD <sub>5</sub>		90	90				
		氨氮		30	30				
		总氮		60	60				
		悬浮物		200	200				
		石油类		100	10				
W3	初期雨水	pH		6~9	6~9				
		COD		300	300				
		BOD <sub>5</sub>		90	90				
		氨氮		30	30				
		总氮		60	60				
		悬浮物		200	200				
		石油类		100	10				



排放源编号	污染源	污染物名称	废水量 (m³/a)	产生浓度 (mg/L)	排放浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
W5	循环冷却水排水	pH		6~9	6~9				
		COD		100	100				
		BOD <sub>5</sub>		30	30				
		氨氮		5	5				
		总氮		10	10				
		悬浮物		80	80				
		总磷		2	2				
W6	含油废水	石油类		200	10				
		悬浮物		100	100				
W7	生活污水	pH		6~9	6~9				
		COD		500	500				
		BOD <sub>5</sub>		300	300				
		悬浮物		250	250				
		氨氮		53.2	53.2				
		总氮		100	100				
		总磷		5	5				
合计		COD		-	-				-
		BOD <sub>5</sub>		-	-				
		氨氮		-	-				
		总氮		-	-				
		悬浮物		-	-				
		硫化物		-	-				
		石油类		-	-				
		总磷		-	-				

### c. 固体废物

本项目前期工程新增的固体废物主要包括危险废物、一般工业固体废物和生活垃圾，共新增固体废物产生量 691.433t/a。

危险废物新增产生量为 653.423t/a，均外委有资质单位处置。一般工业固废新增产生量为 32.410t/a，由厂家回收或外委处置。生活垃圾新增产生量为 5.6t/a，由园区环卫部门统一收集处理。



表 3.3-68 本项目前期工程固体废物污染源汇总表

序号	废物类别	产生量 (t/a)	处置量 (t/a)
1	危险废物		
2	一般工业固废		
3	生活垃圾		
4	合计		

## d. 小结

本项目前期工程废气、废水、固体废物新增排放总量结果见表 3.3-69。

表 3.3-69 本项目前期工程废气、废水、固体废物排放总量汇总表

类别	污染物名称	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	外排量 (t/a)	去向
废气	有组织废气	正常工况	颗粒物		大气环境
			二氧化硫		
			氮氧化物		
			挥发性有机物		
			废气量( $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ )		
		非正常工况	颗粒物		
			二氧化硫		
			氮氧化物		
			挥发性有机物		
			硫化氢		
	无组织废气		挥发性有机物		
	合计		颗粒物		
			二氧化硫		
			氮氧化物		
			挥发性有机物		
			硫化氢		
			废气量( $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ )		
废水			化学需氧量		滨州临港化工产业园污水处理厂处理
			BOD <sub>5</sub>		
			氨氮		
			总氮		
			悬浮物		
			硫化物		
			石油类		
			总磷		
			废水量( $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ )		
固体废物			危险废物	-	外委有资质单位处置
			一般工业固废	-	厂家回收或



类别	污染物名称	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	外排量 (t/a)	去向
					外委处置
	生活垃圾				园区环卫部门处理
	合计				

### 3.3.3.9 “以新带老”措施及污染物削减量

根据识别，目前滨州终端未发现存在环保问题，不产生污染物削减量。

### 3.3.3.10 污染物排放“三本账”

滨州终端已建工程处于调试阶段，各项污染物排放量核算基础数据不全，因此本项目已建工程、在建工程污染物排放量分别引用《渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程环境影响报告书》、《渤中 19-6 气田 II 期、渤中 25-1 南油田 5 井区调整渤中 25-1 油田沙三段开发项目环境影响报告书》和现有工程章节核算的正常工况的污染物排放量。

本项目前期工程改扩建后正常工况下全厂“三废”排放总量汇总见表 3.3-70。

表 3.3-70 前期工程改扩建后全厂“三废”排放总量汇总表

类别	污染物名称	已建工程排放量 (t/a)	在建工程排放量 (t/a)	本项目排放量 (t/a)	“以新带老”削减量 (t/a)	扩建后全厂排放量 (t/a)	备注
废气 (正常工况)	颗粒物						
	二氧化硫						
	氮氧化物						
	挥发性有机物						
废水 (正常工况)	化学需氧量						外排量为经现有生产废水处理装置处理，监控合格后送至临港化工产业园污水处理厂进一步处理后外排量
	BOD <sub>5</sub>						
	氨氮						
	总氮						
	悬浮物						
	硫化物						
	石油类						
	总磷						
	废水量(×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)						
固体废物	危险废物						外委有资质单位处置
	一般工业固废						厂家回收或外委处置
	生活垃圾						园区环卫部门处理



类别	污染物名称	已建工程排放量 (t/a)	在建工程排放量 (t/a)	本项目排放量 (t/a)	“以新带老”削减量 (t/a)	扩建后全厂排放量 (t/a)	备注
	合计						

### 3.3.4 后期工程（2035 年投产）工程分析

#### 3.3.4.1 施工期污染因素分析

施工期污染物因素分析同前期工程，见 3.3.3.1 节。

#### 3.3.4.2 施工期污染源分析

##### a. 废气污染源

废气污染源分析同前期工程，见 3.3.3.2.a 节。

##### b. 废水污染源

##### 1) 生活污水

本项目施工人数约为 200 人，施工周期约 550 天，每人每天平均生活污水产生量按 50L 估算，施工期生活污水产生量约为 10m<sup>3</sup>/d。其中，主要污染物为 COD、BOD<sub>5</sub>、氨氮、总氮和 SS，浓度分别以 300mg/L、150mg/L、30mg/L、60mg/L 和 200mg/L 计，以此估算施工期间生活污水各项污染物产生量。施工人员生活污水产生情况见表 3.3-71。

施工期施工人员生活污水进入厂区设置的临时厕所，由施工方委托专业环卫公司定期清运。

表 3.3-71 后期工程施工期生活污水产生情况

污染源	施工周期 (d)	指标	排放浓度 (mg/L)	产生量 (kg/d)	施工期产生总量 (t)
施工人员生活废水	550	施工期生活污水	/	10000	5500
		COD	300	3.000	1.650
		BOD <sub>5</sub>	150	1.500	0.825
		总氮	60	0.600	0.330
		氨氮	30	0.300	0.165
		SS	200	2.000	1.100

##### 2) 施工生产废水

施工生产废水分析同前期工程，见 3.3.3.2.b.2) 节。

##### c. 噪声污染源

废气污染源分析同前期工程，见 3.3.3.2.c 节。





#### d. 固体废物污染源

##### 1) 生活垃圾

本项目施工人数约为 200 人，施工周期约 550 天，人均生活垃圾产生量按照  $1.0\text{kg}/\text{人}\cdot\text{日}$  计算，则施工期间的生活垃圾总量为 110t。滨州终端配备有垃圾桶或垃圾箱，生活垃圾经分类收集后由环卫部门统一处理。

##### 2) 施工垃圾、建筑垃圾

施工垃圾、建筑垃圾分析同前期工程，见 3.3.3.2.d.2) 节。

##### 3) 危险废物

危险废物分析同前期工程，见 3.3.3.2.d.3) 节。

#### 3.3.4.3 运营期污染因素分析

滨州终端后期工程改造内容为新建 1 套最大处理规模为  $585\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$  天然气处理系统，主要包括新建 1 套脱水装置（II）、1 套制冷装置（II）、1 套分馏装置（II）、1 套凝液稳定装置（II）、1 套天然气外输设施、1 套  $\text{CO}_2$  返输装置、1 套甲醇注入系统和 1 套除盐水系统等；并对增天然气预处理单元、装车系统、循环冷却水系统、供热系统、燃料气系统和污水处理系统等进行改造。

##### a. 主体工程

##### 1) 工艺流程及产污环节分析

###### ● 天然气预处理单元

2035 年后气量增加，海管物流降压进站，天然气进站压力降低，因此在现有天然气预处理单元的基础上新增 1 套进站增压设施和冷却设施，改造后最大处理能力为  $1111\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

正常生产流程下，进站天然气依托现有预处理系统先在段塞流捕集器中进行缓冲及气液分离，气相和油相分别进入后续天然气处理装置和凝液稳定单元进行后续处理。段塞流捕集器分离出的气相经过滤分离器过滤后，进入进站压缩机增压后，经过压缩机出口空冷器、压缩机出口水冷器冷却（夏季流程）/现有天然气预热器及天然气加热器加热（冬季流程），送至脱酸单元处理。分离出的凝液，经过凝液加热器加热，进入生产分离器进行气、液分离，液体至凝液稳定单元进行处理。

后期工程改造后，天然气预处理单元工艺及产污节点流程图见图 3.3-24。



## ● 天然气脱水单元

本项目后期工程新建 1 套最大处理能力为  $490 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的脱水装置（II）。脱水装置（II）采用分子筛脱水，脱水设计与一期装置相同，采用两塔干气再生工艺。

天然气经脱碳后进入天然气脱水单元，进入过滤分离器脱除游离水及烃类液滴后，自上而下进入分子筛干燥器吸附脱水，经分子筛出口过滤器滤除杂质后，进入汞吸附器吸附脱汞。脱水、脱汞后天然气经汞吸附器出口过滤器除去其中夹带的粉尘和杂质后进入制冷单元。

脱水装置（II）分子筛脱水采用两塔流程，采用吸附-再生-冷吹-切换的操作流程。分子筛再生过程为等压再生，再生/冷吹气引自外输气压缩机出口。再生气经再生气换热器、再生气加热器及再生气电加热器（水露点不达标时启用）升温进入分子筛干燥器，将分子筛中的水分带出达到再生目的。含水再生气经再生气冷却后经再生气分水罐（一）分出游离水，进入再生气丙烷冷却器冷却后，经再生气分水罐（二）分出游离水，进入再生气压缩机压缩后，返回外输增压单元。再生气分水罐分离的含油污水通过闭排系统进生产污水处理系统。冷吹时，冷吹气直接进分子筛干燥器，降低床层温度后，返回再生气换热器。

天然气脱水装置（II）工艺及产污节点流程图见图 3.3-25。

## ● 天然气制冷单元

本项目后期工程新建 1 套最大处理能力为  $490 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的制冷装置（II），采用与一期流程相同的丙烷预冷+膨胀机+DHX 制冷模式。

### （1）制冷

脱水后的天然气进入天然气冷箱与脱乙烷塔顶气相及低温分离器来液相换热，进入丙烷蒸发器进一步冷却后进入低温分离器。低温分离器分出的气相进膨胀/压缩机组的膨胀端膨胀，然后进入重接触塔底部；低温分离器分出的液相节流后，再经天然气冷箱换热进入脱乙烷塔中部。

重接触塔顶贫天然气经天然气冷箱换热后，进入膨胀/压缩机组的压缩端，增压冷却后，再输送至天然气外输增压单元。重接触塔底液相经重接触塔底泵提升，在天然气冷箱换热后进脱乙烷塔顶部。

脱乙烷塔顶气进入天然气冷箱与重接触塔塔顶气相和塔底液相换热冷却后，进入重接触塔上部，脱乙烷塔底液相进入脱乙烷塔底再沸器加热后进入分



馏单元。

## （2）丙烷预冷

自 CO<sub>2</sub> 回收利用单元和天然气制冷单元丙烷蒸发器来的丙烷气，在丙烷分离罐气液分离后，与丙烷压缩机自带的经济器分离后的丙烷气体混合后，进入丙烷压缩机增压，冷却后进入丙烷缓冲罐，丙烷缓冲罐底丙烷冷却后进入丙烷压缩机自带的经济器气液分离，液体丙烷为 CO<sub>2</sub> 回收利用单元和天然气制冷单元提供冷量。

天然气制冷装置（II）工艺及产污节点流程图见图 3.3-26。

### ● 天然气分馏单元

本项目后期工程新建 1 套最大处理能力为  $490 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的分馏装置（II），处理工艺与一期相同。

自脱乙烷塔底来的凝液进入脱丙烷塔进料换热器与来自脱丁烷塔底来的轻烃换热后，与凝液稳定塔底泵来的凝液混合后作为脱丙烷塔的进料。脱丙烷塔塔顶气冷却后进入塔顶回流罐，冷凝液经回流泵升压后一路做为脱丙烷塔回流，一路作为丙烷产品送至丙烷产品储罐，分离的含油污水通过闭排系统进生产污水处理系统。脱丙烷塔塔底液送至脱丁烷塔中部。脱丁烷塔塔顶气冷却后进入塔顶回流罐，冷凝液经回流泵升压后分两路，一路做塔顶回流，一路作为丁烷产品送至丁烷产品储罐。脱丁烷塔底轻烃冷却后送至稳定轻烃储罐。

脱丙烷塔底设置重沸器，塔底液由脱丙烷塔底部抽出进入脱丙烷塔底重沸器加热后返回脱丙烷塔提供热量。脱丁烷塔底设置重沸器，塔底液由脱丁烷塔底部抽出进入脱丁烷塔底重沸器加热后返回脱丁烷塔提供热量。脱丙烷塔底重沸器和脱丁烷塔底重沸器均由换热后的导热油提供热源。

天然气分馏装置（II）工艺及产污节点流程图见图 3.3-27。

### ● 凝液稳定单元

本项目后期工程新建 1 套设计处理量为  $40 \text{m}^3/\text{h}$  的凝液稳定装置（II），操作弹性 40%~120%。

进站分离单元生产分离器底来的凝液与天然气脱酸单元脱碳过滤分离器底部来的液体一起进入凝液闪蒸分离器进行气液分离，分出的气相进入稳定气压缩机二级入口，液相进入凝液稳定塔上部。凝液稳定塔顶稳定气进入稳定气压缩机入口分液罐，气相可直接进入燃料气分液罐作为燃料气使用或经稳定气压



压缩机增压后送至脱酸单元过滤分离器，分离的含油污水通过闭排系统进生产污水处理系统。凝液稳定塔底凝液经泵升压输送至天然气分馏单元，天然气处理单元故障时，塔底凝液经泵增压输送至丙烷或丁烷储罐储存。

凝液稳定塔底设置重沸器，塔底液由凝液稳定塔底部抽出进入凝液稳定塔底重沸器加热后返回凝液稳定塔提供热量。凝液稳定塔底重沸器由换热后的导热油提供热源。

凝液稳定装置（II）工艺及产污节点流程图见图 3.3-28。

#### ● 天然气外输单元

在现有工程 2 台和前期工程新增的 1 台的外输压缩机（设计流量为  $307 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ）的基础上，新增 1 台同等规模的外输压缩机及配套的外输空冷器和计量撬，后期工程高峰气量下三用一备。

天然气制冷单元生产的天然气，进入外输气压缩机提升压力后，通过外输气压缩机出口空冷器冷却，经计量撬计量后外输。

后期工程改造后，天然气外输单元工艺及产污节点流程图见图 3.3-29。

#### ● 二氧化碳回收利用单元

本项目后期工程新建 1 套最大处理能力为  $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的  $\text{CO}_2$  返输装置，采用超临界管道输送工艺。

脱酸单元再生塔顶回流罐来气经  $\text{CO}_2$  压缩机增压后，经外输  $\text{CO}_2$  脱硫塔入口丙烷冷却器冷却，进入外输  $\text{CO}_2$  脱硫塔入口分离器进行气液分离。分出的  $\text{CO}_2$  气体至外输  $\text{CO}_2$  脱硫塔脱除  $\text{H}_2\text{S}$ ，分离的含油污水通过闭排系统进生产污水处理系统。

脱除  $\text{H}_2\text{S}$  的  $\text{CO}_2$  气体经外输  $\text{CO}_2$  脱水前过滤器除去气体中夹带的脱硫剂粉尘及液态水，气体自上而下进入新建外输  $\text{CO}_2$  分子筛干燥撬吸附脱水，脱水后  $\text{CO}_2$  气体经外输  $\text{CO}_2$  分子筛出口过滤器除去其中夹带的分子筛粉尘和杂质。部分  $\text{CO}_2$  气体作为再生气循环，其余气体与现有工程的外输  $\text{CO}_2$  气体混合，经  $\text{CO}_2$  外输压缩机增压、 $\text{CO}_2$  外输压缩机出口空冷器冷却后，进入返输管道超临界密相状态返输海上进行驱油和封存。

外输  $\text{CO}_2$  分子筛干燥撬吸附脱水采用两塔流程，与前期工程工艺流程一致。

$\text{CO}_2$  返输装置工艺流程图及产污环节分析图见图 3.3-30。



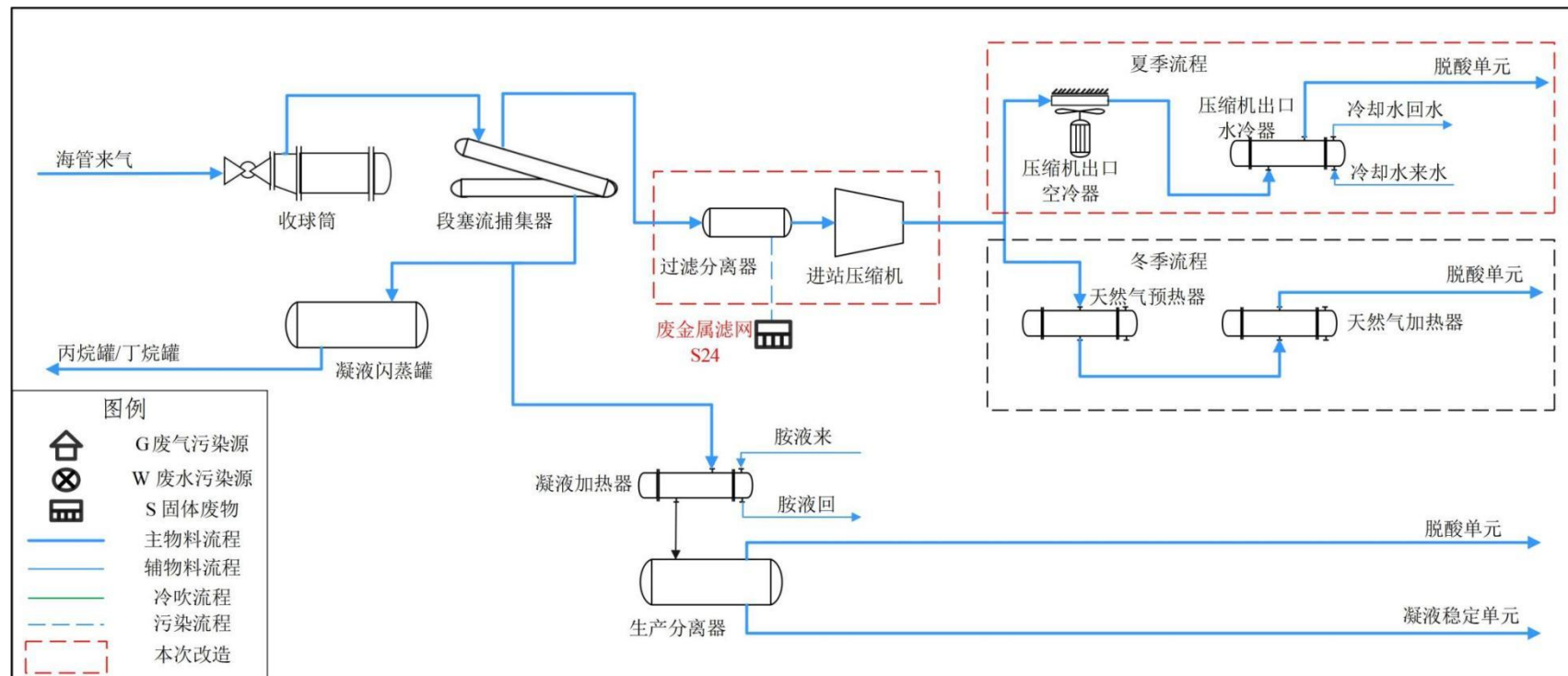


图 3.3-24 天然气预处理单元生产工艺流程及产污节点分析图

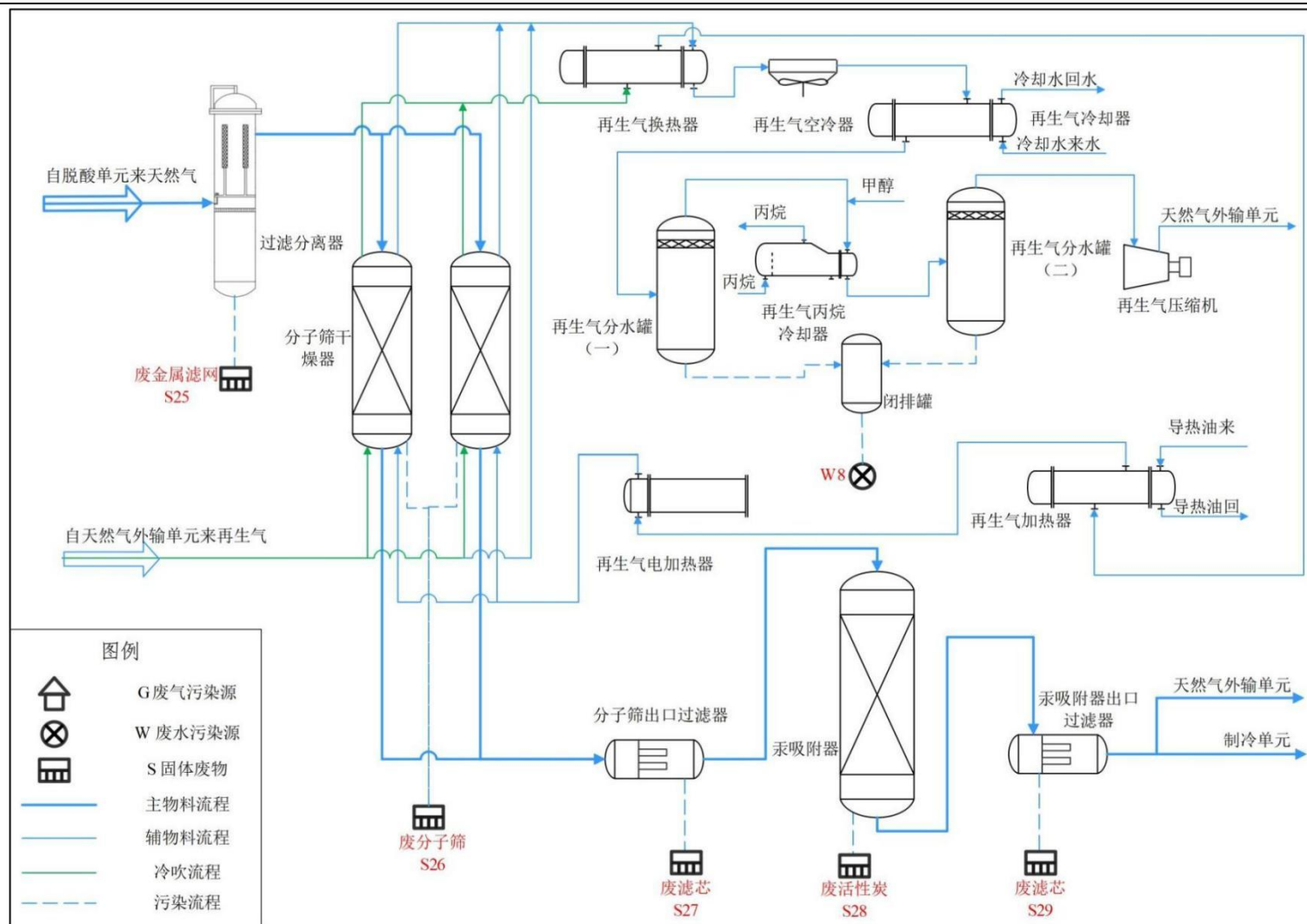


图 3.3-25 天然气脱水装置（II）生产工艺流程及产污节点分析图



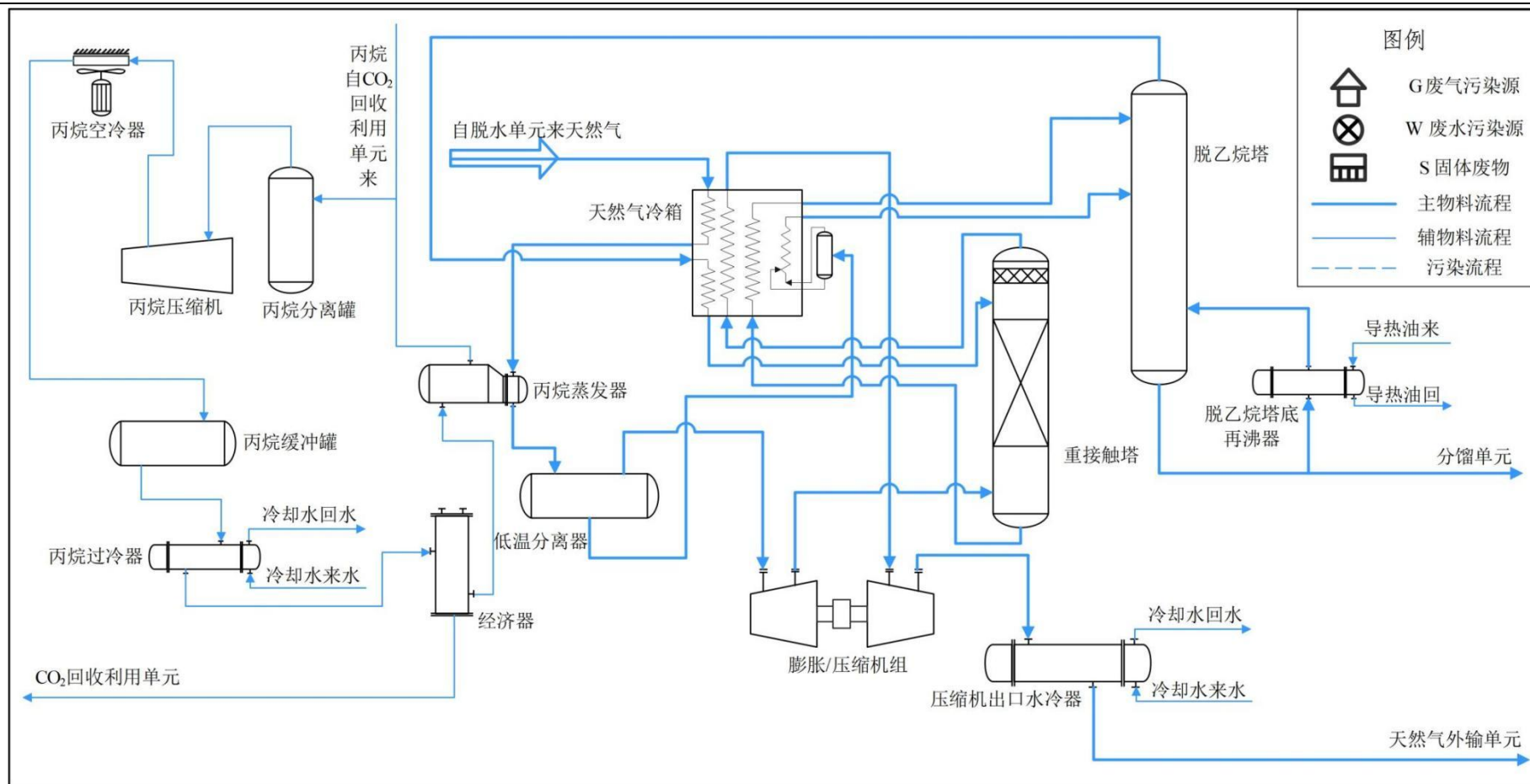


图 3.3-26 天然气制冷装置（II）生产工艺流程及产污节点分析图

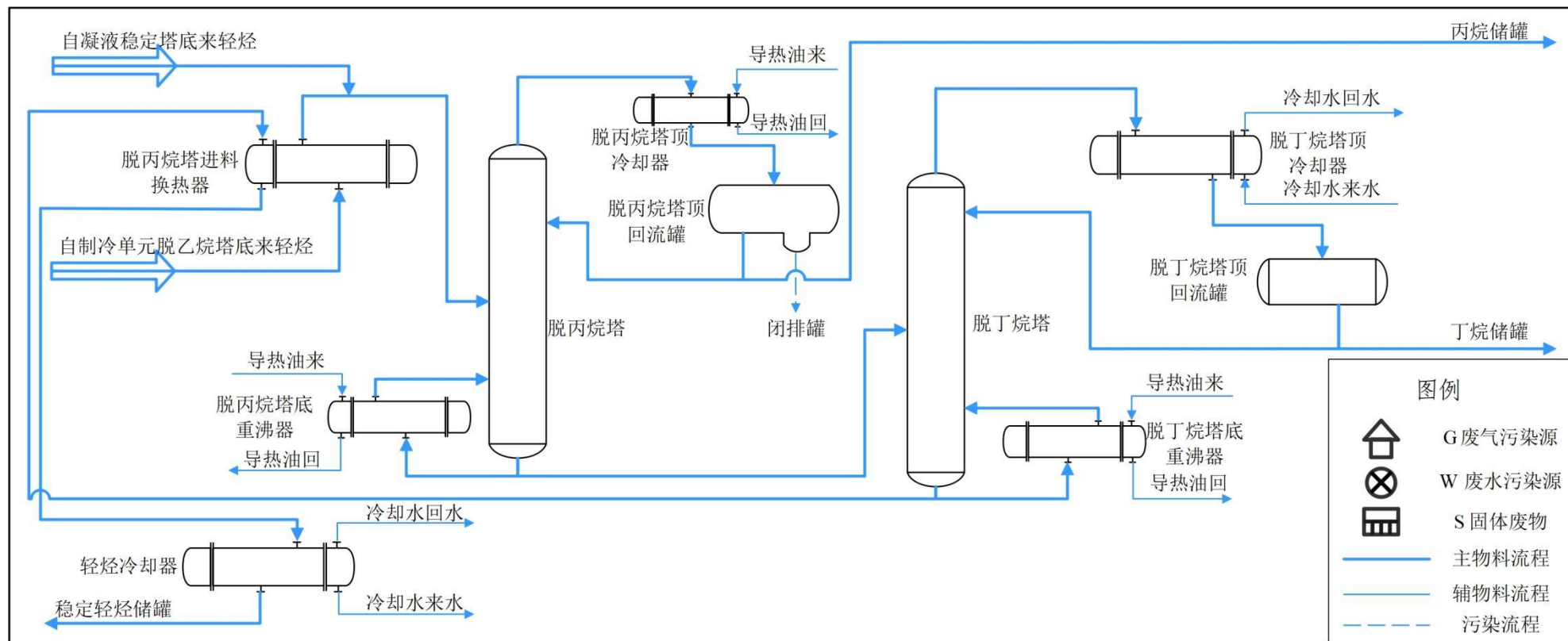


图 3.3-27 天然气分馏装置（II）生产工艺流程及产污节点分析图

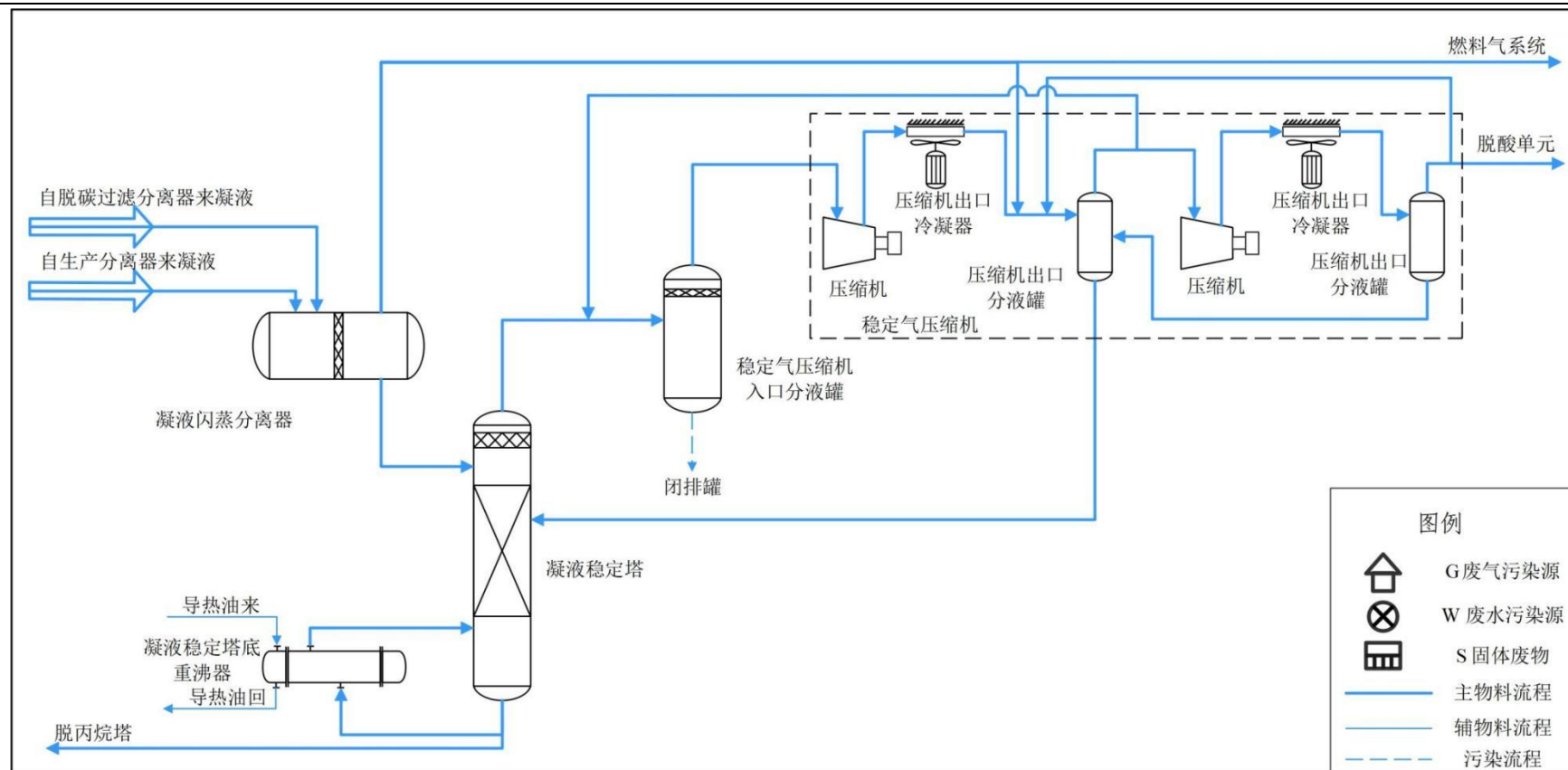


图 3.3-28 凝液稳定装置（II）生产工艺流程及产污节点分析图

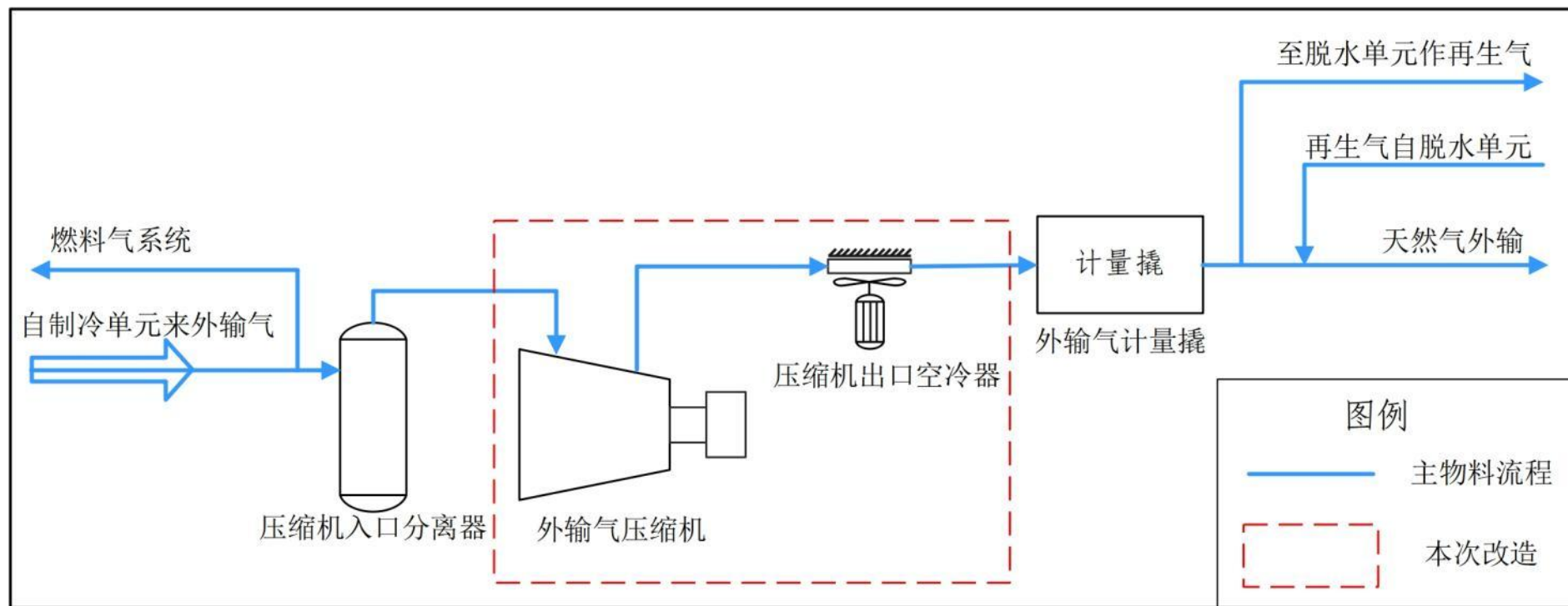
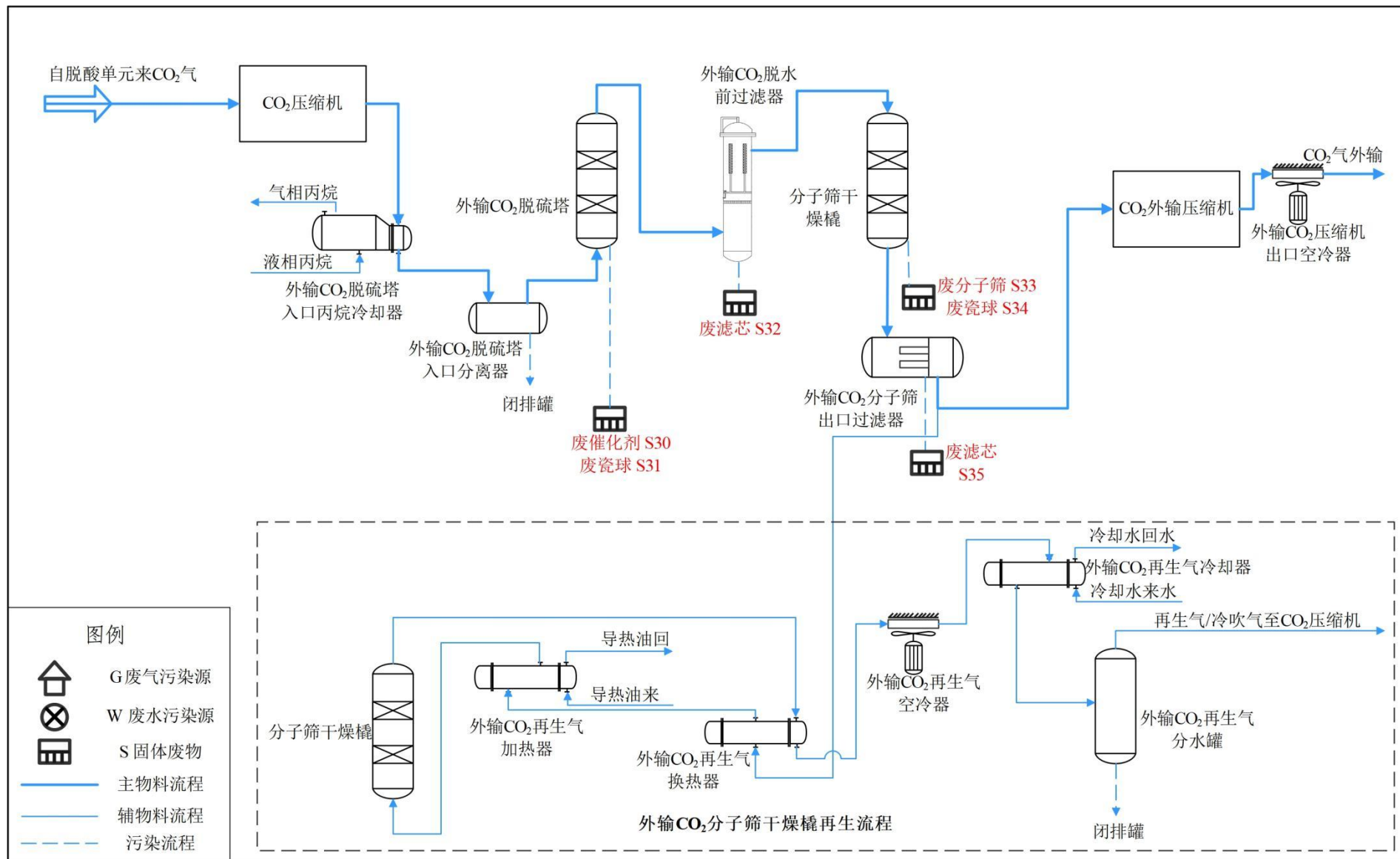


图 3.3-29 天然气外输单元生产工艺流程及产污节点分析图


 图 3.3- 30 CO<sub>2</sub> 返输装置生产工艺流程及产污节点分析图



## 2) 污染因素分析

### ● 废气

正常工况下，新建天然气处理装置废气污染源主要为机泵、连接件、法兰及阀门等设备与管线组件密封点泄漏无组织排放废气（G5），主要污染物为挥发性有机物（VOCs）。

非正常工况下，新建天然气处理装置会增加清管废气及超压放空气排放量，纳入全厂统一考虑。非正常工况泄放的可燃气经过火炬系统燃烧排放；二氧化碳回收利用单元新增泄放气主要成分为  $\text{CO}_2$ ，含少量挥发性有机物和  $\text{H}_2\text{S}$ ，经紧急泄压排气筒放空。

### ● 废水

正常工况下，新建天然气处理装置产生的工艺单元含油废水（W8），主要为闭排罐收集的脱水装置（II）再生气分水罐、分馏装置（II）脱丙烷塔顶回流罐、凝液稳定装置（II）稳定气压缩机入口分液罐、二氧化碳回收利用单元新增的外输  $\text{CO}_2$  脱硫塔入口分离器和外输  $\text{CO}_2$  再生气分水罐等产生的含油废水。工艺单元含油废水（W8），连续排放，污染物主要为 pH、化学需氧量、 $\text{BOD}_5$ 、氨氮、总氮、石油类、悬浮物、硫化物等，均送至现有生产废水处理系统处理，满足接管标准后送至滨州临港化工产业园污水处理厂处理。根据进站原料组分信息，本项目原料未包含铬、镍、砷、汞、镉、铅等成分，因此本次环评工程分析不定量分析含油废水（W8）中总铬、六价铬、总镍、总砷、总汞、烷基汞、总镉、总铅等排放源强，建议建设单位在运营期定期开展监测。

后期工程新增的地面冲洗污水（W9）、初期雨水（W10）纳入全厂统一考虑。

非正常工况下，后期工程新增的设备检修废水（W11）纳入全厂统一考虑。

### ● 噪声

本项目天然气处理装置新增的主要噪声污染源包括各类压缩机、泵类、工艺设备等。

### ● 固体废物

本项目新建天然气处理装置产生的固体废物主要有天然气预处理单元的过滤分离器废金属滤网（S24）、脱水装置（II）过滤分离器废金属滤网（S25）、分子筛干燥器废分子筛（S26）、分子筛出口过滤器废滤芯（S27）、脱汞塔的





废活性炭（S28）、汞吸附器出口过滤器废滤芯（S29），二氧化碳回收利用单元外输 CO<sub>2</sub> 脱硫塔废催化剂（S30）和废瓷球（S31）、外输 CO<sub>2</sub> 脱水前过滤器废滤芯（S32）、外输 CO<sub>2</sub> 分子筛干燥橇废分子筛（S33）和废瓷球（S34）、外输 CO<sub>2</sub> 分子筛出口过滤器废滤芯（S35），天然气处理系统产生的含油废水（S63）、检维修过程新增的废油漆涂料包装桶（S36）、废油漆（S37）、废润滑油（S38）、废机油（S39）、以及废油桶、废弃的含油抹布、劳保用品等含油检修废物（S40）、沾染矿物油的废弃包装物（S64）、沾染油漆废物（S65）、废旧包装桶（S66）、含有或沾染危险废物的废弃物（S67）等。

## b. 储运工程

### 1) 产品储罐

滨州终端产品储罐主要包含丙烷球罐、丁烷球罐、稳定轻烃球罐和二氧化碳球罐。其中，丙烷、丁烷球罐也可储存液化石油气（LPG）产品。本次改造后增加的产品产量，依托滨州终端现有的储罐，可满足本项目产品储存要求。

### 2) 装车系统

滨州终端装车系统主要包含丙烷、丁烷、液化石油气、稳定轻烃和 CO<sub>2</sub> 装车台。本项目后期工程新增 60m<sup>3</sup>/h 的丙烷装车泵、丁烷装车泵和稳定轻烃装车泵各 1 台。

### 3) 污染因素分析

#### ● 废气

正常工况下，后期工程改造储运工程新增设备与管线组件密封点泄漏无组织排放废气（G6）。由于现有储罐均为压力储罐，储罐及装车设施均设置气相返回线，本项目投产后虽然增加周转量和装载量，但不增加污染物排放量。

非正常工况下，储罐和装车系统未新增超压泄放或清管废气。

#### ● 废水

正常工况下，不新增生产废水。

#### ● 噪声

正常情况下，新增装车泵等噪声源。

#### ● 固体废物

正常情况下，不新增固体废物。



### c. 公用工程

#### 1) 燃料气系统

本项目后期工程在现有燃料气系统基础上，新建 1 具 DN2800×11200 的燃料气缓冲罐及配套的燃料气管线。

本项目燃料气包括段塞流捕集器分离出的气相、脱酸单元一段闪蒸塔闪蒸气和天然气处理装置合格的产品气，燃料气经调压计量后进入燃料气缓冲罐，缓冲分离液相后，送至导热油炉单元作为导热油炉燃料和火炬系统长明灯燃料。燃料气分液罐内分离出的液体排至工艺装置区闭排罐。

#### 2) 火炬系统

本项目后期工程实施后，全厂新增火炬气放空量详见 4.3.5-a 小节。根据现有火炬系统泄放量条件，对火炬系统现有常温管网、低温管网、分液罐和火炬头设施进行校核，已建常温火炬和低温火炬设施均可以满足泄放要求，无需改造，可满足终端改造后非正常工况下泄放气的排放需求。

#### 3) 甲醇注入系统

后期工程新建 1 套天然气处理装置，为防止天然气在处理工艺中产生冻堵，配套建设 1 套甲醇注入系统。甲醇注入系统主要包括甲醇储罐、甲醇注入泵、甲醇卸车泵等。甲醇通过卸车泵卸至甲醇储罐进行储存。当需要给系统注甲醇时，通过甲醇泵注入系统。

#### 4) 供热系统

本项目后期工程投产后，终端总热负荷增加至 92MW。本阶段新建 3 台 23000kW 导热油炉与滨州终端一期已建 3 台导热油炉并联运行，正常运行时根据进站物流量采取 4 台满负荷运行或 5 台 80%负荷运行的供热方案。

#### 5) 循环冷却水系统

本项目后期工程，现有 2600m<sup>3</sup>/h 的开式循环冷却水系统扩建至 5200m<sup>3</sup>/h。本项目后期工程投产后，全厂循环水最大用水量为 4600m<sup>3</sup>/h。

#### 6) 除盐水系统

本项目后期工程新建 1 套规模为 5t/h 的除盐水处理装置，采用“双级反渗透+EDI 联合除盐”的工艺。除盐水处理装置工艺流程为：原水首先进入原水箱，然后经石英砂过滤器、活性炭过滤器预处理后，通过 RO 膜对其脱盐，RO 装置产水送至 EDI 装置进行进一步脱盐处理，产生的脱盐水储存在脱盐水箱中供工



艺装置使用。

## 7) 污染因素分析

### ● 废气

正常工况下，后期工程公用工程的有组织废气污染源为新建导热油炉燃烧烟气（DA010~DA012），主要污染物为颗粒物、二氧化硫和氮氧化物，经各自配套的 35m 高排气筒排入大气。

后期工程公用工程的无组织排放源主要为燃料气系统和甲醇注入系统新增的设备与管线组件密封点泄漏废气（G5）、新建甲醇储罐挥发损失废气（G7）和新增的循环冷却水在冷却塔冷却过程中逸散排放的无组织废气（G8）。燃料气系统和甲醇注入系统新增的设备与管线组件密封点纳入工艺装置管理，因此其泄漏废气与天然气处理装置动静密封点泄漏无组织排放废气（G5）合并计算，主要污染物为挥发性有机物。甲醇储罐挥发损失废气（G7）主要污染物为甲醇和挥发性有机物。循环冷却水逸散排放的无组织废气（G8），主要污染物为挥发性有机物。

非正常工况下，本项目后期工程火炬系统将新增泄放气；供热系统新增 3 台导热油炉启停炉工况排放。

### ● 废水

本项目公用工程废水主要包括循环冷却水系统新增排污水（W12）、新建除盐水处理装置的脱盐废水（W13）。

循环冷却水系统排污水（W12），连续排放，主要污染物为 pH、BOD<sub>5</sub>、化学需氧量、悬浮物、总磷等，经收集送滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

除盐水处理装置的脱盐废水（W13），连续排放，主要污染物为 pH、BOD<sub>5</sub>、化学需氧量、悬浮物、总磷等，经收集送滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

### ● 噪声

正常工况下，新增主要噪声源为冷却塔、风机、机泵等。

### ● 固体废物

正常工况下，公用工程新增固体废物主要包括供热系统增加的废导热油（S41），循环冷却水系统和除盐水装置产生的废弃包装物（S42），除盐水装



置产生的石英砂过滤器废石英砂（S43）、活性炭过滤器废活性炭（S44）、保安过滤器废金属滤网（S45）、反渗透废高分子膜（S46）、UPS 电源维护产生的废铅酸蓄电池（S69）、变频器等电气设备产生的废电子部件（S70）、实验室及办公室产生的废硒鼓墨盒色带（S71）、以及实验室产生的废试剂瓶（S72）和实验废液（S73）。

#### d. 环保工程

##### 1) 污水处理系统

滨州终端现有工程污水处理站设计处理规模为  $20\text{m}^3/\text{h}$ 。废水处理工艺采用“除油罐+气浮+核桃壳过滤器”的三级处理流程。本项目后期工程拟增加一具  $10\text{m}^3/\text{h}$  气浮撬，与现有气浮撬并联运行，污水处理站规模扩建至  $30\text{m}^3/\text{h}$ ，整体工艺流程与现有工程一致。

本项目后期工程新增的含油生产污水、场地冲洗污水、初期雨水及装置检修污水等，进入污水处理站进行除油预处理。处理后的生产污水和生活污水、循环水排污水、脱盐废水等一起排入滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。

新建的气浮撬产生的废气收集后送至现有污水处理站 VOCs 处理单元处理后，经污水处理站排气筒（DA006）达标排放。VOCs 处理单元采用“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附”工艺，废气处理能力为  $300\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

污水处理站废水及废气处理工艺流程及产污节点见图 3.3-31。

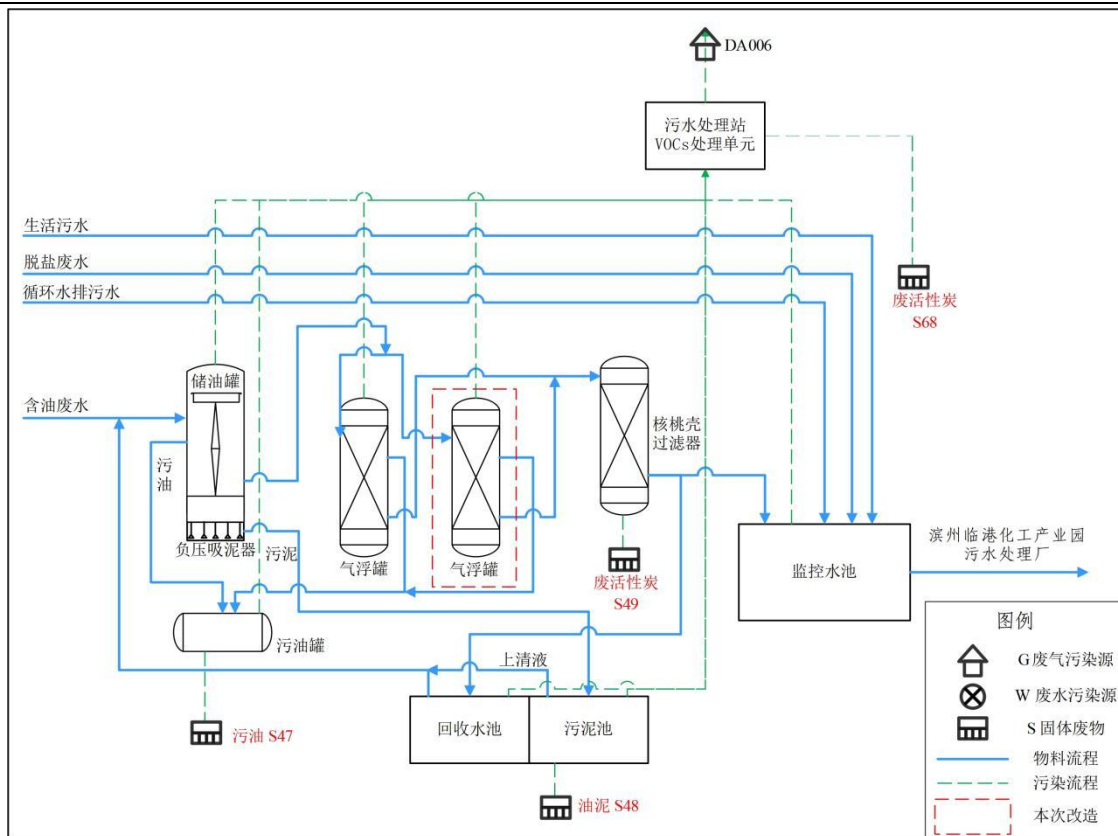


图 3.3-31 污水处理站工艺流程及产污节点图

## 2) 危废暂存间

滨州终端现有工程建有 1 座 200m<sup>2</sup> 的危废暂存间，可满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的要求。滨州终端现有危废暂存间设置了气体收集装置和气体净化设施，采取“活性炭吸附+化学过滤”两级处理工艺，净化处理后废气达到《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的排放限值要求。本项目后期工程产生的危险废物依托滨州终端现有危废暂存间进行贮存。

## 3) 污染因素分析

### ● 废气

正常工况下，后期工程污水处理站排气筒（DA006）主要污染物为挥发性有机物（VOCs、非甲烷总烃）、硫化氢、氨等；新增含油废水在生产废水收集池、初期雨水收集池等废水储存、处理处置过程逸散排放的无组织废气（G9），主要污染物为挥发性有机物（VOCs）、硫化氢和氨。

危废暂存间废气主要污染物为挥发性有机物（VOCs），滨州终端一期环评已按照危废暂存间体积核算挥发性有机物排放量，危废暂存间未新增贮存的危险废物种类和贮存能力，因此未新增废气排放。





- 噪声

危废暂存间废气主要污染物为挥发性有机物（VOCs），滨州终端一期环评已按照危废暂存间体积核算挥发性有机物排放量，危废暂存间未新增贮存的危险废物种类和贮存能力，因此未新增废气排放。

- 固体废物

污水处理系统新增的固废主要为由于实际处理水量增加而增加产生量的废弃包装物（S42）、污油罐污油（S47）、污泥池油泥（S48）和废活性炭（S49），以及废气处理系统产生的废活性炭（S68）。

e. 生态环境影响因素分析

本项目运营期不再产生新的生态破坏，且将在已经形成扰动与破坏的适当区域内采取植被恢复与绿化措施，逐步改善区域生态环境。

### 3.3.4.4 运营期污染源源强核算及达标分析

a. 废气污染物

1) 有组织废气

正常工况下，本项目后期工程新增有组织废气主要为导热油炉烟气和污水处理设施废气。

- 导热油炉废气

本项目热媒供热系统已建有 3 台导热油炉并联运行。本项目后期工程，在一期已建 3 台导热油炉的基础上，新建 3 台导热油炉，可满足工艺热负荷需求。实际运营过程中根据进站物流量采取两种运行工况。

工况三：6 台导热油炉保持 4 用 2 备，4 台导热油炉 100%满负荷运行。根据设计资料，单台导热油炉满负荷运行时，燃料气消耗量为  $2400\text{Nm}^3/\text{h}$ ，排放的烟气量为  $55000\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

工况四：6 台导热油炉保持 5 用 1 备，5 台导热油炉均按照 80%负荷运行。根据设计资料，单台导热油炉 80%负荷运行工况下，燃料气消耗量为  $1920\text{Nm}^3/\text{h}$ ，排放的烟气量为  $44000\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

导热油炉燃烧烟气的大气污染物主要为颗粒物、二氧化硫和氮氧化物，分别经导热油炉排气筒（DA001~DA003、DA010~DA012）排放，排气筒高度均为 35m。

本次评价导热油炉废气污染源源强核算按照《污染源源强核算技术指南 锅



炉》（HJ991-2018）进行计算。

导热油炉烟气中的颗粒物排放量采用类比法进行核算，通过类比同类燃气热媒炉，颗粒物排放浓度取  $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

二氧化硫排放量采用物料衡算法进行核算，燃料气总硫浓度根据产品指标确定，取  $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）5.1.2 节，二氧化硫的排放量计算公式及过程如下：

$$E_{\text{SO}_2} = 2R \times S_t \times \left(1 - \frac{\eta_s}{100}\right) \times K \times 10^{-5}$$

式中： $E_{\text{SO}_2}$ ：核算时段内二氧化硫排放量，t；

$R$ ：核算时段内燃料耗量，万  $\text{m}^3$ ；

$S_t$ ：燃料总硫的质量浓度， $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；

$\eta_s$ ：脱硫效率，%，取 0%；

$K$ ：燃料中的硫燃烧后氧化成二氧化硫的份额，量纲一的量，取 1。

本项目后期工程导热油炉采用低氮燃烧器，根据设计资料，氮氧化物排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）中表 2 重点控制区大气污染物排放浓度限值要求，因此氮氧化物排放浓度取  $100\text{mg}/\text{m}^3$ 。

本项目后期工程按照最不利大气环境影响核算供热系统的源强及排放量：工况三情况下，1 台现有导热油炉和 3 台后期工程新建导热油炉满负荷运行；工况四情况下，2 台现有导热油炉和 3 台后期工程新建导热油炉 80% 负荷运行。本项目后期工程导热油炉燃烧烟气污染物排放源强核算结果见表 3.3-72。考虑前期工程工况二污染物排放量的基础上，后期工程各污染物新增排放量见表 3.3-73。本项目正常工况下，3 台新建导热油炉燃烧烟气达标情况分析见表 3.3-76。

#### ● 污水处理站

本项目后期工程污水处理站规模扩建后，污水处理储存、处理处置过程逸散废气收集后送至现有污水处理站 VOCs 处理单元处理后，经污水处理站排气筒（DA006）达标排放。VOCs 处理单元采用“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附”工艺，废气处理能力为  $300\text{Nm}^3/\text{h}$ ，设计处理效率为 90%。本项目后期工程改造后，污水处理站排气筒废气源强核算结果见表 3.3-74，源强变化情况见表 3.3-75，达标情况分析见表 3.3-76。



## 2) 无组织废气污染物排放排气筒的废气源强

本项目后期工程新增无组织废气排放主要包括设备与管线组件密封点泄漏、有机液体储罐挥发损失、废水集输、储存与处理处置过程逸散、循环冷却水系统逸散等，其中挥发性有机物排放量核算见“3.3.5.7 挥发性有机物排放量核算”小节。

无组织废气污染源强核算结果及排放参数见表 3.3-77。



表 3.3-72 后期工程正常工况导热油炉燃烧烟气污染物源强核算结果一览表

装置/ 单元名称	污染源名称	污染源编号	燃气消耗量 (Nm³/h)	污染物名称	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 (h/a)	排气筒参数		
					核算方法	废气产生量 (Nm³/h)	浓度 (mg/m³)	速率 (kg/h)	工艺	效率 (%)	核算方法	废气排放量 (Nm³/h)	浓度 (mg/m³)	速率 (kg/h)		直径 (m)	高度 (m)	温度 (°C)
工况三——4 台导热油炉 100%满负荷运行																		
供热系统	导热油炉排气筒(单个排放口)	DA001 或 DA002 或 DA003 (4 用 2 备)		颗粒物	类比法													
				二氧化硫	物料衡算													
				氮氧化物	类比法													
	导热油炉排气筒(单个排放口)	DA010 (4 用 2 备)		颗粒物	类比法													
				二氧化硫	物料衡算													
				氮氧化物	类比法													
	导热油炉排气筒(单个排放口)	DA011 (4 用 2 备)		颗粒物	类比法													
				二氧化硫	物料衡算													
				氮氧化物	类比法													
	导热油炉排气筒(单个排放口)	DA012 (4 用 2 备)		颗粒物	类比法													
				二氧化硫	物料衡算													
				氮氧化物	类比法													
工况四——5 台导热油炉均按照 80%负荷运行																		
供热系统	导热油炉排气筒(单个排放口)	DA001 或 DA002 或 DA003 (5 用 1 备)		颗粒物	类比法													
				二氧化硫	物料衡算													
				氮氧化物														



装置/ 单元名称	污染源名称	污染源编号	燃气消耗量 (Nm³/h)	污染物名称	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 (h/a)	排气筒参数		
					核算方法	废气产生量 (Nm³/h)	浓度 (mg/m³)	速率 (kg/h)	工艺	效率 (%)	核算方法	废气排放量 (Nm³/h)	浓度 (mg/m³)	速率 (kg/h)		直径 (m)	高度 (m)	温度 (℃)
供热系统	导热油炉排气筒(单个排放口)	DA001 或 DA002 或 DA003 (5 用 1 备)		颗粒物														
				二氧化硫														
				氮氧化物														
供热系统	导热油炉排气筒(单个排放口)	DA010 (5 用 1 备)		颗粒物														
				二氧化硫														
				氮氧化物														
供热系统	导热油炉排气筒(单个排放口)	DA011 (5 用 1 备)		颗粒物														
				二氧化硫														
				氮氧化物														
供热系统	导热油炉排气筒(单个排放口)	DA012 (5 用 1 备)		颗粒物														
				二氧化硫														
				氮氧化物														

表 3.3-73 后期工程正常工况导热油炉燃烧废气污染物新增排放量一览表

污染源及其编号	情景	烟气量(Nm <sup>3</sup> /h)	颗粒物排放量(t/a)	二氧化硫排放量(t/a)	氮氧化物排放量(t/a)
工况三——4 台导热油炉 100%满负荷运行					
4 个导热油炉排气筒 (DA001~DA003、 DA010~DA012, 4 运 2 备)	增加负荷前 (3 用, 80%负荷)				
	增加负荷后				



污染源及其编号	情景	烟气量(Nm <sup>3</sup> /h)	颗粒物排放量(t/a)	二氧化硫排放量(t/a)	氮氧化物排放量(t/a)
	(4 用 2 备, 100%负荷)				
	变化量				
工况四——5 台导热油炉均按照 80%负荷运行					
5 个导热油炉排气筒 (DA001~DA003、 DA010~DA012, 5 运 1 备)	增加负荷前 (3 用, 80%负荷)				
	增加负荷后 (5 用 1 备, 80%负荷)				
	变化量				

表 3.3-74 后期工程正常工况污水处理站排气筒源强核算结果一览表

装置/ 单元 名称	污染源名 称	污染源编号	污染物名称	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时 间(h/a)	排气筒参数		
				核算 方法	废气产 生量 (Nm <sup>3</sup> /h)	浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	速率 (kg/h)	工 艺	效 率 (%)	核算 方法	废气排 放量 (Nm <sup>3</sup> /h)	浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	速率 (kg/h)		直 径 (m)	高 度 (m)	温 度 (°C)
污 水 处 理 站	DA006	污水处理站 排气筒	挥发性有机 物	类比法				喷淋床 +生物 滤床+ 活性炭 吸附		物料衡算 法							
			硫化氢	类比法						物料衡算 法							
			氨	类比法						物料衡算 法							
			臭气浓度	类比法						类比法							

表 3.3-75 后期工程正常工况污水处理站排气筒源强变化情况一览表

污染源及其编号	烟气量(Nm <sup>3</sup> /h)	挥发性有机物		硫化氢		氨	
		排放速率(kg/h)	排放量 (t/a)	排放速率(kg/h)	排放量 (t/a)	排放速率(kg/h)	排放量 (t/a)
污水处理站排气筒 (DA006)							



表 3.3-76 后期工程正常工况有组织废气达标性分析结果一览表

装置/ 单元名称	污染源 名称	污染 源编 号	污 染 物	污染物参数			排放标准				达标 性分 析
				排放浓度 (mg/Nm <sup>3</sup> )	排放速率 (kg/h)	去除效 率(%)	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	速率限 值(kg/h)	去除效 率(%)	标准名称及编号	
供热系 统	导热油 炉排气 筒	DA010 DA011 DA012	颗粒 物							山东省《锅炉大气污染物排放标准》(DB37/2374-2018) 中表 2 重点控制区大气污染物排放浓度限值	达标
			二氧 化硫								达标
			氮氧 化物								达标
			烟气 林格 曼黑 度								达标
污水处 理站	污水处理 站排 气筒	DA006	VOCs							《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》 (DB37/ 2801.7—2019)	达标
			非甲 烷总 烃							《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020)	达标
			硫化 氢							《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)	达标
			氨								达标
			臭气 浓度								达标

表 3.3-77 后期工程正常工况无组织废气源强核算结果一览表

装置/单元 名称	污染源名称	污 染 源 编 号	污 染 物	污染物产生		治理措施	污染物排放		排放 时间 (h/a)	排放参数				排放 去向
				核算方 法	产生 速率 (kg/h)		核算方 法	排放速 率 (kg/h)		长(m)	宽(m)	高 (m)	面积 (m <sup>2</sup> )	





天然气处理装置	设备与管线组件密封点泄漏	G5	挥发性有机物	排污系数法		泄漏检测与修复	排污系数法							大气环境
公用工程														
储运工程	设备与管线组件密封点泄漏	G6	挥发性有机物	排污系数法		泄漏检测与修复	排污系数法							大气环境
甲醇注入系统	有机液体储存挥发损失	G7	挥发性有机物	排污系数法		泄漏检测与修复	排污系数法							大气环境
			甲醇	排污系数法		泄漏检测与修复	排污系数法							
循环冷却水系统	循环冷却水逸散	G8	挥发性有机物	排污系数法		-	排污系数法							大气环境
污水处理站	废水集输、储存、处理处置过程逸散	G9	挥发性有机物	排污系数法		密闭收集输送	排污系数法							大气环境
			硫化氢	类比法		密闭收集输送	类比法							
			氨	类比法		密闭收集输送	类比法							



## b. 废水污染物

### 1) 生产废水

本项目后期工程生产污水主要包括：工艺单元含油废水（W8）、地面冲洗污水（W9）、循环冷却水系统新增排污水（W12）以及新建除盐水处理装置的脱盐废水（W13）。

工艺单元含油废水、地面冲洗污水收集后排入污水处理站进行除油预处理，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

循环冷却水系统排污水和除盐水处理装置脱盐废水收集至污水监控池，与处理后含油污水一起送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。

### 2) 生活污水

本项目后期工程建成后，新增厂区定员 28 人。

根据《建筑给水排水设计规范》（GB50015-2019），终端人均用水定额为 150L/d，用水量为 4.20m<sup>3</sup>/d；按照 90%的产污系数，滨州终端新增生活污水量为 3.78m<sup>3</sup>/d（1323.0m<sup>3</sup>/a）。生活污水主要污染物为 pH、化学需氧量、生化需氧量、悬浮物、氨氮、总氮等，收集至厂内化粪池处理后，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

### 3) 初期雨水

本项目后期工程新增的初期雨水（W10）统一核算。初期雨水通过收水口收集，装车区的初期雨水通过截水沟收集，收集后的含油雨水通过管道排入罐区、装置区、装车区外的水封井后进入阀池，阀池内设有切换阀排至含油雨水收集池。初期雨水进入终端含油污水处理单元进行预处理后，排至临港化工园区污水处理厂进行处理。

将污染区前 20mm 降水量核算为初期雨水量。本项目前期工程新增污染区主要为新增工艺装置区，新增污染区面积为 22920m<sup>2</sup>。经计算，本项目前期工程新增初期雨水量为 458.40m<sup>3</sup>/次。根据项目所在地气象统计资料，年降水次数约为 70 次，则初期雨水产生量约为 32088.00m<sup>3</sup>/a。

### 4) 废水污染物源强核算结果

本次评价对各类别废水的主要污染物进行分析，本项目后期工程正常工况废水源强核算结果见表 3.3-78，全厂总排口（DW001）废水经管道排至临港化工园区污水处理厂处理，其达标性分析见表 3.3-79。



### c. 噪声

本项目后期工程噪声源主要包括压缩机、空冷器、机泵等设备，见表 3.3-80。

### d. 固体废物

根据工程流程及产污环节分析，本项目产生固体废物性质，分为生活垃圾、一般工业固体废物和危险废物。

#### 1) 生活垃圾

运营期滨州终端新增定员为 28 人，人均生活垃圾产生量按照 1.0kg/人·日计算，每天垃圾产生量约为 28.0kg，每年产生量为 9.80t。工作人员产生的生活垃圾集中收集后，由园区环卫部门统一收集外运处理。

#### 2) 一般工业废物

根据工艺流程，本项目后期工程产生的工业废物主要为天然气预处理单元、脱水装置（II）、二氧化碳回收单元更换的分子筛及过滤介质，以及脱离子水系统产生的废石英砂、废活性炭、废渗透膜等。一般工业固体废物类别和固体废物代码均按照《固体废物分类与代码目录》执行。

#### 3) 危险废物

根据生产工艺，本项目后期工程产生的危险废物主要包括天然气预处理单元的废过滤介质，脱水装置（II）废分子筛及过滤介质、脱汞塔的废活性炭、汞吸附器出口过滤器废滤芯，外输 CO<sub>2</sub> 脱硫塔废催化剂、设备检修产生的废机油、废润滑油和含油固体废物，供热系统产生的废导热油，污水处理站产生的污油、油泥和废活性炭、公用工程产生的废铅酸蓄电池、废电子部件、废硒鼓墨盒色带等。

#### 4) 固体废物源强核算结果

本项目后期工程产生的固体废物污染源强核算结果见表 3.3-81。



表 3.3-78 后期工程正常工况水污染物源强核算结果一览表

装置/ 设施 名称	排放 源编 号	污 染 源	污 染 物 名 称	污 染 物 产 生				治 理 措 施		污 染 物 排 放				排 放 时 间	排 放 去 向		
				核 算 方 法	废 水 产 生 量	污 染 物 浓 度	污 染 物 产 生 量	工 艺	效 率	核 算 方 法	废 水 排 放 量	污 染 物 浓 度	污 染 物 排 放 量				
					m³/d	mg/L	kg/d		%		m³/d	mg/L	kg/d	d			
天 然 气 处 理 装 置	W8	工 艺 单 元 含 油 废 水	pH	类 比 法		6~9（无 量纲）		收 集、 密 闭 输 送	-	类 比 法		6~9（无 量纲）			滨 州 终 端 现 有 污 水 处 理 站 处 理 预 处 理 后，排 入 滨 州 临 港 化 工 产 业 园 污 水 处 理 厂 处 理		
			化学需 氧量	类 比 法		500						类 比 法				500	
			BOD <sub>5</sub>	类 比 法		150						类 比 法				150	
			氨氮	类 比 法		50						类 比 法				50	
			总氮	类 比 法		300						类 比 法				300	
			悬浮物	类 比 法		100						类 比 法				100	
			硫化物	类 比 法		1.0						类 比 法				1.0	
			石油类	类 比 法		200						类 比 法				200	
	W9	地 面 冲 洗 污 水	pH	类 比 法		6~9		收 集、 密 闭 输 送	-	类 比 法		6~9			滨 州 终 端 现 有 污 水 处 理 站 处 理 预 处 理 后，排 入 滨 州 临 港 化 工 产 业 园 污 水 处 理 厂 处 理		
			化学需 氧量	类 比 法		300						类 比 法				300	
			BOD <sub>5</sub>	类 比 法		90						类 比 法				90	
			氨氮	类 比 法		30						类 比 法				30	
			总氮	类 比 法		60						类 比 法				60	
			悬浮物	类 比 法		200						类 比 法				200	



装置/ 设施 名称	排放 源编 号	污染源	污染物 名称	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放 时间	排放去 向
				核算 方法	废水产生 量	污染物 浓度	污染物产生 量	工艺	效率	核算 方法	废水排放 量	污染物 浓度	污染物排 放量		
					m <sup>3</sup> /d	mg/L	kg/d		%		m <sup>3</sup> /d	mg/L	kg/d		
			石油类	类比 法		100				类比 法		100			
污 染 区 域	W10	初期雨 水	pH	类比 法		6~9		收 集、 密 闭 输 送	-	类比 法		6~9			滨州终 端现有 污水处 理站处 理预处 理后，排 入滨州 临港化 工产业 园污水 处理厂 处理
			化学需 氧量	类比 法		300				类比 法		300			
			BOD <sub>5</sub>	类比 法		90				类比 法		90			
			氨氮	类比 法		30				类比 法		30			
			总氮	类比 法		60				类比 法		60			
			悬浮物	类比 法		200				类比 法		200			
			石油类	类比 法		100				类比 法		100			
循 环 冷 却 水 系 统	W12	循环冷 却水排 污水	pH	类比 法		6~9		收 集、 密 闭 输 送	-	类比 法		6~9			排入滨 州临港 化工产 业园污 水处理 厂处理
			化学需 氧量	类比 法		100				类比 法		100			
			BOD <sub>5</sub>	类比 法		30				类比 法		30			
			氨氮	类比 法		5				类比 法		5			
			总氮	类比 法		10				类比 法		10			
			悬浮物	类比 法		80				类比 法		80			
			总磷	类比 法		2				类比 法		2			



装置/ 设施 名称	排放 源编 号	污染源	污染物 名称	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放 时间	排放去 向
				核算 方法	废水产生 量	污染物 浓度	污染物产生 量	工 艺	效 率	核算 方法	废水排放 量	污染物 浓度	污染物排 放量		
					m <sup>3</sup> /d	mg/L	kg/d		%		m <sup>3</sup> /d	mg/L	kg/d		
除盐 水装 置	W13	脱盐废 水	pH	类比 法		6~9		收 集、 密闭 输 送	-	类比 法		6~9			滨州终 端现有 污水处 理站处 理预处 理后，排 入滨州 临港化 工产业 园污水 处理厂 处理
			化学需 氧量	类比 法		100				类比 法		100			
			BOD <sub>5</sub>	类比 法		30				类比 法		30			
			氨氮	类比 法		5				类比 法		5			
			总氮	类比 法		10				类比 法		10			
			悬浮物	类比 法		20				类比 法		20			
			总磷	类比 法		1				类比 法		1			
生活 设施	W14	生活污 水	pH	类比 法		6~9		收 集、 密闭 输 送	-	类比 法		6~9			经化粪 池处理 后，排入 滨州临 港化工 产业园 污水处 理厂集 集处理
			化学需 氧量	类比 法		500				类比 法		500			
			BOD <sub>5</sub>	类比 法		300				类比 法		300			
			悬浮物	类比 法		250				类比 法		250			
			氨氮	类比 法		53.2				类比 法		53.2			
			总氮	类比 法		100				类比 法		100			
			总磷	类比 法		5				类比 法		5			





表 3.3-79 后期工程正常工况水污染物源强核算结果一览表

序号	污染物名称	排放浓度 (mg/L)	排放标准		达标性分析
			标准限值 (mg/L)	标准名称及编号	
1	pH 值	6~9	6~9	《污水综合排放标准》（GB 8978—1996）	达标
2	化学需氧量	500	500		达标
3	硫化物	1.0	1.0		达标
4	氨氮 (NH <sub>3</sub> -N)	45	60	滨州临港化工产业园污水处理厂排水协议	达标
5	总磷 (以 P 计)	1.0	1.0		达标
6	石油类	10	10		达标
7	五日生化需氧量	250	250		达标
8	总氮 (以 N 计)	100	120		达标
9	悬浮物	400	400		达标

表 3.3-80 后期工程噪声源强核算结果一览表

装置/设施名称	污染源编号	噪声源	排放规律	噪声产生源强		降噪措施	噪声排放值		距地高度 (m)	室内/室外	持续时间 (h)	数量 (台)			备注
				核算方法	噪声值 (dB(A))		核算方法	噪声值 (dB(A))				总数	操作	备用	
天然气预处理单元	N25	进站压缩机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N26	压缩机出口空冷器	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	3	3	0	
	N27	进站增压泵	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
天然气脱酸装置	N28	半贫液增压泵 (II)	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	1	1	0	2035 年前投用 1 台, 2035 年后投用 1 台
	N29	贫液空冷器 (II)	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	6	6	0	2035 年前投用 10 台, 2035 年后投用 6 台
	N30	再生塔顶空冷器 (II)	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	4	4	0	2035 年前投用 4 台, 2035 年后投用 4 台



装置/设施名称	污染源编号	噪声源	排放规律	噪声产生源强		降噪措施	噪声排放值		距地高度 (m)	室内/室外	持续时间 (h)	数量 (台)			备注
				核算方法	噪声值 (dB(A))		核算方法	噪声值 (dB(A))				总数	操作	备用	
天然气脱水装置	N31	再生气空冷器	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	1	1	0	
	N32	再生气压缩机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
天然气制冷装置	N33	膨胀/压缩机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N34	重接触塔底泵	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N35	丙烷压缩机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N36	丙烷空冷器	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	12	12	0	
凝液稳定装置	N37	凝液稳定塔底泵	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N38	稳定气压缩机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
天然气分馏装置	N39	脱丙烷塔顶回流泵	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N40	脱丁烷塔底泵	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N41	脱丁烷塔顶回流泵	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N42	不合格轻烃回炼泵	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	1	1	0	
天然气外输装置	N43	外输气压缩机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	1	1	0	
	N44	外输气空冷器	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	2	2	0	
二氧化碳回收利用单元	N45	CO <sub>2</sub> 压缩机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N46	CO <sub>2</sub> 外输压缩机	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	



装置/设施名称	污染源编号	噪声源	排放规律	噪声产生源强		降噪措施	噪声排放值		距地高度 (m)	室内/室外	持续时间 (h)	数量 (台)			备注
				核算方法	噪声值 (dB(A))		核算方法	噪声值 (dB(A))				总数	操作	备用	
	N47	CO <sub>2</sub> 外输压缩机出口空冷器	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	1	1	0	
	N48	外输 CO <sub>2</sub> 再生气空冷器	连续	类比法		低噪声电机、低噪声叶片	类比法			室外	8400	1	1	0	
供热系统	N49	导热油炉	连续	类比法		厂房隔声	类比法			室内	8400	3	2	1	
	N50	鼓风机	连续	类比法		低噪声电机、隔声罩、基础减振	类比法			室外	8400	3	2	1	
	N51	引风机	连续	类比法		低噪声电机、隔声罩、基础减振	类比法			室外	8400	3	2	1	
	N52	导热油循环泵	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	6	4	2	
循环水单元	N53	循环水泵	连续	类比法		低噪声电机	类比法			室内	8400	3	2	1	
	N54	冷却塔	连续	类比法		-	类比法			室外	8400	2	2	0	
储运工程	N55	装车泵	间断	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	3	3	0	
	N56	调和泵	间断	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	3	3	0	
	N57	回炼泵	间断	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	3	3	0	
公用工程	N58	甲醇泵	间断	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	2	1	1	
	N59	甲醇卸车泵	间断	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	1	1	0	
	N60	污油泵	间断	类比法		低噪声电机	类比法			室外	8400	1	1	0	



表 3.3-81 后期工程固体废物污染源源强核算结果一览表

装置 /设施名称	污染源 编号	固体废物名称	固体废物属性	废物类别	固体废物代码	排放规律	产生情况							处置措施		最终去向
							核算方法	产生量		形态	主要成分	有害成分	危险特性	工艺	处置量	
								t/次	t/a						t/a	
天然气预处理单元	S24	过滤分离器废金属滤网				1次/3年	物料衡算法			固态	不锈钢金属烧结网	石油类	T/In	外委处置	3.6	外委有资质单位处置
天然气脱水装置	S25	过滤分离器废金属滤网				1次/3年	物料衡算法			固态	不锈钢金属烧结网	石油类	T/In	外委处置	3.6	外委有资质单位处置
	S26	分子筛干燥器废分子筛				1次/3年	物料衡算法			固态	4A球形分子筛，碱金属硅铝酸盐	石油类	T/In	外委处置	32	外委有资质单位处置
	S27	分子筛出口过滤分离器废滤芯				1次/3年	物料衡算法			固态	玻璃纤维	石油类	T/In	外委处置	0.07	外委有资质单位处置
	S28	脱汞塔废活性炭				1次/8年	物料衡算法			固态	天然气除汞净化过程中产生的含汞废物	汞	T	外委处置	2.13	外委有资质单位处置
	S29	汞吸附器出口过滤器废滤芯				1次/8年	物料衡算法			固态	天然气除汞净化过程中产生的含汞废物	汞	T	外委处置	0.13	外委有资质单位处置



装置/设施名称	污染源编号	固体废物名称	固体废物属性	废物类别	固体废物代码	排放规律	产生情况							处置措施		最终去向
							核算方法	产生量		形态	主要成分	有害成分	危险特性	工艺	处置量	
								t/次	t/a						t/a	
二氧化碳回收利用单元	S30	外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔废催化剂				1 次/半年	物料衡算法			固态	金属氧化物过滤介质（羟基氧化铁）	含金属硫化物	T/In	外委处置	450	外委有资质单位处置
	S31	外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔废瓷球	一般工业固废	SW59	900-008-S59	1 次/半年	物料衡算法			固态	氧化铝	-	-	外委处置	90	厂家回收
	S32	外输 CO <sub>2</sub> 脱水前过滤器废滤芯	一般工业固废	SW59	900-009-S59	1 次/3 年	物料衡算法			固态	不锈钢+纤维材料	-	-	外委处置	0.2	厂家回收
	S33	外输 CO <sub>2</sub> 分子筛干燥橇废分子筛	一般工业固废	SW59	900-005-S59	1 次/5 年	物料衡算法			固态	玻璃纤维	-	-	外委处置	4.8	厂家回收
	S34	外输 CO <sub>2</sub> 分子筛干燥橇废瓷球	一般工业固废	SW59	900-008-S59	1 次/5 年	物料衡算法			固态	4A 球形分子筛，碱金属硅铝酸盐	-	-	外委处置	1.8	厂家回收
	S35	外输 CO <sub>2</sub> 分子筛出口过滤器废滤芯	一般工业固废	SW59	900-009-S59	1 次/3 年	物料衡算法			固态	氧化铝	-	-	外委处置	0.4	厂家回收
天然气处理系统	S63	含油废水	危险废物	HW08	251-001-08	间断	物料衡算法			液态	油水混合物	石油类	T	外委处置	200	外委有资质单位处置
设备	S36	废油漆涂料包装桶	危险废物	HW49	900-041-49	1 次/年	物料衡算			固态	沾染油漆涂料的废	油漆	T/In	外委	0.5	外委有资质单



装置/设施名称	污染源编号	固体废物名称	固体废物属性	废物类别	固体废物代码	排放规律	产生情况							处置措施		最终去向
							核算方法	产生量		形态	主要成分	有害成分	危险特性	工艺	处置量	
								t/次	t/a						t/a	
检修							法				弃包装			处置		位处置
	S37	废油漆	危险废物	HW12	900-299-12	1次/年	物料衡算法			液态	油漆	油漆	T	外委处置	2	外委有资质单位处置
	S38	废机油	危险废物	HW08	900-219-08	1次/年	物料衡算法			液态	废矿物油	矿物油	T, I	外委处置	0.5	外委有资质单位处置
	S39	废润滑油	危险废物	HW08	900-214-08	1次/年	物料衡算法			液态	废矿物油	矿物油	T, I	外委处置	6	外委有资质单位处置
	S40	废油桶、废弃的含油抹布、劳保用品等含油检修废物	危险废物	HW49	900-041-49	1次/年	物料衡算法			固态	含油废物	废油	T/In	外委处置	0.5	外委有资质单位处置
	S64	沾染矿物油的废弃包装物	危险废物	HW08	900-249-08	间断	物料衡算法			固态	含矿物油废物	矿物油	T, I	外委处置	10	外委有资质单位处置
	S65	沾染油漆废物	危险废物	HW12	900-256-12	间断	物料衡算法			固态	沾染油漆涂料的废弃包装	油漆	T, I, C	外委处置	3	外委有资质单位处置
	S66	废旧包装桶	危险废物	HW49	900-041-49	间断	物料衡算法			固态	沾染危废的废弃包装	石油类	T/In	外委处	1	外委有资质单位处置





装置 /设施名称	污染源 编号	固体废物名称	固体废物属性	废物类别	固体废物代码	排放 规律	产生情况							处置措施		最终去向
							核算方法	产生量		形态	主要成分	有害成分	危险特性	工艺	处置量	
								t/次	t/a						t/a	
	S67	含有或沾染危险废物的废弃物	危险废物	HW49	900-041-49	间断	物料衡算法			固态	含有或沾染危险废物的废弃物	石油类	T/In	置 外委处置	30	外委有资质单位处置
供热系统	S41	废导热油	危险废物	HW08	900-249-08	1次/5年	物料衡算法			液态	换热器管束废油	矿物油	T, I	外委处置	6	外委有资质单位处置
循环冷却水系统除、除盐水处理站	S42	废弃包装物	危险废物	HW49	900-041-49	间断	物料衡算法			固态	废包装桶物	沾染的杀菌剂等	T/In	外委处置	2	外委有资质单位处置
除盐水系统	S43	石英砂过滤器废石英砂	一般工业固废	SW59	900-009-S59	1次/年	物料衡算法			固态	石英砂	-	-	外委处置	0.2	外委单位处置
	S44	活性炭过滤器废活性炭	一般工业固废	SW59	900-009-S59	1次/年	物料衡算法			固态	活性炭	-	-	外委处置	0.2	外委单位处置
	S45	保安过滤器废金属滤网	一般工业固废	SW59	900-009-S59	1次/年	物料衡算			固态	金属滤网	-	-	外委	0.2	外委单位处置



装置/设施名称	污染源编号	固体废物名称	固体废物属性	废物类别	固体废物代码	排放规律	产生情况							处置措施		最终去向
							核算方法	产生量		形态	主要成分	有害成分	危险特性	工艺	处置量	
								t/次	t/a						t/a	
							法							处置		
	S46	反渗透废高分子膜	一般工业固废	SW59	900-009-S59	1次/年	物料衡算法			固态	高分子膜	-	-	外委处置	0.2	外委单位处置
污水处理站	S47	污油	危险废物	HW08	900-249-08	间断	物料衡算法			液态	废矿物油	矿物油	T, I	外委处置	15	外委有资质单位处置
	S48	油泥	危险废物	HW08	900-210-08	间断	物料衡算法			液态	含油污泥	矿物油	T, I	外委处置	150	外委有资质单位处置
	S49	废活性炭	危险废物	HW49	900-039-49	1次/3年	物料衡算法			固态	椰壳活性炭	石油类	T	外委处置	4	外委有资质单位处置
	S68	废气处理系统的废活性炭	危险废物	HW49	900-041-49	间断	物料衡算法			固态	含有或沾染危险废物的废弃物	石油类	T/In	外委处置	0.2	外委有资质单位处置
UPS电源维护	S69	废铅酸蓄电池	危险废物	HW31	900-052-31	1次/年	物料衡算法			固态	废铅酸蓄电池	铅, 酸液	T, C	外委处置	5	外委有资质单位处置
变频器等电气设备	S70	废电子部件	危险废物	HW49	900-045-49	间断	物料衡算法			固态	废电子部件	重金属	T	外委处置	2.1	外委有资质单位处置



装置/设施名称	污染源编号	固体废物名称	固体废物属性	废物类别	固体废物代码	排放规律	产生情况							处置措施		最终去向
							核算方法	产生量		形态	主要成分	有害成分	危险特性	工艺	处置量	
								t/次	t/a						t/a	
产生																
实验室及办公室	S71	废硒鼓墨盒色带	危险废物	HW49	900-041-49	间断	物料衡算法			固态	废硒鼓墨盒色带	重金属	T/In	外委处置	0.1	外委有资质单位处置
实验室	S72	废试剂瓶	危险废物	HW49	900-047-49	间断	物料衡算法			固态	玻璃、塑料	沾染相应试剂	T/C/I/R	外委处置	0.5	外委有资质单位处置
	S73	实验废液	危险废物	HW49	900-047-49	间断	物料衡算法			液体	含矿物油、有机溶剂废液、废酸、废碱	实验试剂	T/C/I/R	外委处置	0.5	外委有资质单位处置
办公楼等	S50	生活垃圾	-	-	-	间断	产物系数法			固态	生活垃圾	-	-	外委处置	9.80	环卫部门统一处理



### 3.3.4.5 非正常工况分析

#### a. 废气污染源分析

##### 1) 天然气处理装置及储运工程非正常工况分析

本项目后期工程非正常工况包括生产装置或设施启动、停车或设备检修状况，以及设备超压泄放等情况排放的可燃气体，依托现有工程已建火炬系统燃烧处理后排放。

此次核算参考《排污许可申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中火炬污染物排放量的核算方法核算本项目非正常工况下火炬焚烧排放的挥发性有机物、二氧化硫和氮氧化物量，采用公式如下：

$$E_{\text{火炬系统}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & \text{(二氧化硫)} \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & \text{(氮氧化物、挥发性有机物)} \end{cases}$$

式中： $S_i$ —火炬气中的硫含量， $\text{kg/m}^3$ ；

$Q_i$ —火炬气流量， $\text{m}^3/\text{h}$ ；

$t_i$ —火炬系统  $i$  的年运行时间， $\text{h/a}$ ；

$\alpha$ —排放系数， $\text{kg/m}^3$ ；

$n$ —火炬头的个数。

其中，氮氧化物排放系数取  $0.054\text{kg/m}^3$ ，挥发性有机物（总烃）取  $0.002\text{kg/m}^3$ ，二氧化硫排放量采用物料衡算法计算，火炬气中的硫含量为  $20\text{mg/m}^3$ 。

根据工艺流程，本项目后期工程非正常工况新增火炬燃烧污染物排放核算见表 3.3-82。

##### 2) 二氧化碳回收利用单元非正常工况分析

本项目后期工程投产后，二氧化碳回收利用单元新增  $\text{CO}_2$  返输装置在系统超压等情况排放的废气，经紧急泄放排放口放空至大气，污染物排放核算见表 3.3-83。

##### 3) 导热油炉非正常工况分析

本项目后期工程新建的导热油炉非正常工况主要为导热油炉启停炉工况。

类比同类项目，非正常工况下氮氧化物排放浓度可达  $250\text{mg/m}^3$ 。根据设计反馈资料，导热油炉每年检修 1 次，启动时长不超过 0.5 小时，停机时间为 0.5 小时。则本项目后期工程新建 3 台导热油炉非正常工况下废气排放情况见表 3.3-84。



## b. 废水污染物

本项目非正常工况的废水排放主要为设备检维修废水（W11）。检修废水排入污水处理站进行除油预处理，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

本项目后期工程新增非正常工况废水污染物排放核算结果见表 3.3-85。



表 3.3-82 后期工程非正常工况新增火炬燃烧污染物排放情况一览表

序号	排放单元	排放工况	排放去向	火炬气		排放时间	频次	火炬气排放量	火炬气硫含量	污染物排放量		
				组成	流量					挥发性有机物	二氧化硫	氮氧化物
					m <sup>3</sup> /h							
1	天然气预处理单元	停产检修	常温火炬	天然气								
		超压	低温火炬	天然气								
2	凝液稳定单元	停产检修	常温火炬	天然气								
		超压	常温火炬	天然气								
3	脱酸单元	停产检修	常温火炬	天然气								
		超压	常温火炬	天然气								
4	天然气脱水单元	停产检修	低温火炬	天然气								
		超压	常温火炬	天然气								
		超压	低温火炬	天然气								
5	天然气制冷单元	停产检修	低温火炬	天然气								
		超压	常温火炬	天然气								
		超压	低温火炬	天然气								
6	分馏单元	超压	常温火炬	丙烷/丁烷/轻烃								
7	外输计量系统	停产检修	低温火炬	天然气								
		超压	常温火炬	天然气								
8	燃料气系统	超压	常温火炬	天然气								
合计												





表 3.3-83 后期工程非正常工况二氧化碳回收利用单元废气污染源强核算结果一览表

序号	排放单元	污染源	排放工况	泄放气量(Nm³/h)	污染物名称	排放速率(kg/h)	持续时间(h/次)	频次(次/年)	排放量(t/a)	排放口高度(m)	排放口温度(℃)	排放口内径(m)			
1	二氧化碳回收利用单元	CO₂压缩机	超压、开停车		挥发性有机物										
					硫化氢										
2		外输 CO₂脱硫塔入口分离器	超压		挥发性有机物										
					硫化氢										
3		外输 CO₂脱硫塔	超压		挥发性有机物										
					硫化氢										
4		外输 CO₂再生气分水罐	超压		挥发性有机物										
					硫化氢										
5		外输 CO₂分子筛干燥器	超压		挥发性有机物										
					硫化氢										
6		外输 CO₂脱水前过滤器	超压		挥发性有机物										
					硫化氢										
7		外输 CO₂分子筛出口过滤器	超压		挥发性有机物										
					硫化氢										
8		CO₂外输压缩机	超压、开停车		挥发性有机物										
					硫化氢										
合计					挥发性有机物										
					硫化氢										



表 3.3-84 后期工程非正常工况导热油炉废气污染源强核算结果一览表

污染源名称	污染源编号	工况	燃气消耗量(Nm³/h)	污染物名称	废气量(Nm³/h)	排放浓度(mg/m³)	排放速率(kg/h)	持续时间(h)	排放量(t/a)
导热油炉排气筒	DA010	启动		颗粒物					
				二氧化硫					
				氮氧化物					
				挥发性有机物					
		停机		颗粒物					
				二氧化硫					
				氮氧化物					
				挥发性有机物					
导热油炉排气筒	DA011	启动		颗粒物					
				二氧化硫					
				氮氧化物					
				挥发性有机物					
		停机		颗粒物					
				二氧化硫					
				氮氧化物					
				挥发性有机物					
导热油炉排气筒	DA012	启动		颗粒物					
				二氧化硫					
				氮氧化物					
				挥发性有机物					
		停机		颗粒物					
				二氧化硫					
				氮氧化物					
				挥发性有机物					
合计				颗粒物					
				二氧化硫					
				氮氧化物					
				挥发性有机物					



表 3.3-85 后期工程非正常工况废水污染源源强核算结果一览表

序号	装置名称	污染源	污染物名称	污染物产生				预处理措施		污染物排放				排放时间	排放去向
				核算方法	废水产生量	污染物浓度	污染物产生量	工艺	效率	核算方法	废水排放量	污染物浓度	污染物排放量		
					m³/次	mg/L	kg/a		%		m³/次	mg/L	kg/a	h/a	
W1 1	检维修污水	设备、管线	pH	类比法		6~9（无量纲）		收集、密闭输送	-	类比法		6~9（无量纲）		1次/3a	滨州终端现有污水处理站处理预处理后，排入滨州临港化工产业园污水处理厂处理
			化学需氧量	类比法		500			-	类比法		500			
			BOD <sub>5</sub>	类比法		150			-	类比法		150			
			氨氮	类比法		50			-	类比法		50			
			总氮	类比法		300			-	类比法		300			
			悬浮物	类比法		100			-	类比法		100			
			硫化物	类比法		1.0			-	类比法		1.0			
			石油类	类比法		200			-	类比法		200			



## 3.3.4.6 平衡

## a. 物料平衡

本项目后期工程投产后典型年份（2041 年）滨州终端全厂物料平衡见表 3.3-86。

表 3.3-86 滨州终端后期工程典型年份物料平衡表

入方			出方		
序号	物料名称	数量 (t/a)	序号	物料名称	数量 (t/a)
1	海上来料		1	外输天然气	
2	除盐水		2	丙烷	
3	氧气		3	丁烷	
4			4	稳定轻烃	
5			5	燃料气	
6			6	液体二氧化碳	
7			7	干冰	
8			8	外输 CO <sub>2</sub>	
9			9	工艺单元含油废水	
10			10	废气	
			11	固废（脱硫量）	
合计			合计		

## b. 水平衡

本项目后期工程投产后滨州终端全厂水平衡见表 3.3-87。

表 3.3-87 滨州终端后期工程水平衡表

装置或设施名称	进水 (t/d)					出水 (t/d)					
	新鲜水	除盐水	循环水进水	物料带入	雨水	循环水出水	生产废水	除盐水	污染雨水	生活污水	损失
天然气处理装置											
除盐水系统											
循环冷却水单元											
空氮系统											
污染区域											
地面冲洗											
全厂生											



装置或 设施名 称	进水（t/d）					出水（t/d）					
	新鲜 水	除 盐 水	循 环 水 进 水	物 料 带 入	雨 水	循 环 水 出 水	生 产 废 水	除 盐 水	污 染 雨 水	生 活 污 水	损 失
活											
本项目后期工程-进入污水处理系统废水量						631.853					
本项目后期工程-直接进入外排监控池废水量						672.790					

### c. 硫平衡

据天然气处理流程和进气组分，本项目后期工程改造后典型年份（2041 年）硫平衡分析见表 3.3-88。

表 3.3-88 滨州终端后期工程典型年份硫平衡表

入方					出方				
序号	物料名称	数量(t/a)	硫含量 (ppm)	带入 硫(t/a)	序号	物料名称	数量(t/a)	硫含量 (ppm)	带走 硫(t/a)
1	海上来料				1	外输天然气			
2					2	丙烷			
3					3	丁烷			
4					4	稳定轻烃			
5					5	燃料气			
6					6	液体二氧化碳			
7					7	干冰			
8					8	外输 CO <sub>2</sub>			
9					9	工艺单元含油废水			
10					10	废气			
11					11	外输天然气			
合计				90.624	合计				90.624

### d. CO<sub>2</sub> 平衡

滨州终端分离出的 CO<sub>2</sub> 用于制备外售的食品级 CO<sub>2</sub> 产品、海上驱油和海上地质封存。根据天然气进气以及 CO<sub>2</sub> 产品组分，本项目前期工程改造后典型年份 CO<sub>2</sub> 平衡分析见表 3.3-89。

表 3.3-89 滨州终端前期工程改造后典型年份 CO<sub>2</sub> 平衡表

入方					出方				
序号	物料名称	数量(t/a)	CO <sub>2</sub> 占比(%)	CO <sub>2</sub> (万 t/a)	序号	物料名称	数量(t/a)	CO <sub>2</sub> 占比(%)	CO <sub>2</sub> (万 t/a)
1	海上来料				1	外输天然气			



2					2	丙烷			
3					3	燃料气			
4					4	液体二氧化碳			
5					5	干冰			
6					6	外输 CO <sub>2</sub>			
7					7	废气			
合计				165.443	合计				165.443

### 3.3.4.7 挥发性有机物排放量核算

#### a. 挥发性有机物（VOCs）污染源归类解析

本项目参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》（环办〔2015〕104 号）的要求，挥发性有机物（VOCs）污染源排查范围主要包括 12 类，分别为设备与管线组件密封点泄漏，有机液体储存与调和挥发损失，有机液体装卸挥发损失，废水集输、储存与处理处置过程逸散，工艺有组织排放，冷却塔、循环冷却系统释放，非正常工况排放，工艺无组织排放，火炬排放，燃烧烟气排放，采样过程排放和事故排放。

本项目后期工程挥发性有机物（VOCs）污染源解析具体见表 3.3-90。

表 3.3-90 后期工程挥发性有机物（VOCs）污染源归类解析结果一览表

序号	源项解析	排放形式	工况	备注
1	设备与管线组件密封点泄漏	无组织	正常	新建天然气处理单元、扩建公用工程等
2	有机液体储存与调和挥发损失	无组织	正常	新建甲醇储罐
3	有机液体装卸挥发损失	-	-	本项目采用压力装车，并设置气相返回线，正常情况不产生装卸废气
4	废水集输、储存、处理处置过程逸散	无组织	正常	污水处理站扩建，新增生产废水
5	工艺有组织排放	有组织	正常	污水处理站扩建，新增生产废水
6	循环水冷却系统释放	无组织	正常	循环冷却水系统扩建，新增循环冷却水量
7	非正常工况（含开停工及维修）排放	有组织	非正常	二氧化碳回收利用单元超压泄放、导热油炉启停炉排放
8	工艺无组织排放	-	-	不涉及
9	火炬排放	有组织	非正常	新增火炬气
10	燃烧烟气排放	有组织	正常	导热油炉烟气
11	采样过程排放	-	-	不涉及
12	事故排放	-	-	不核算





## b. 有组织排放源 VOCs 排放核算

### 1) 燃烧烟气排放

本项目后期工程燃烧烟气主要为导热油炉燃烧烟气。本次评价导热油炉新增燃烧烟气挥发性有机物排放量采用产污系数法进行核算，参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中《附表 3 工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中《附表 1 燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表》中燃气锅炉-室燃炉-天然气-所有规模，挥发性有机物产污系数取 1.68 千克/万立方米-燃料。

本项目后期工程燃烧烟气挥发性有机物排放源强核算结果见表 3.3-91，挥发性有机物新增排放量核算结果见表 3.3-92。

### 2) 工艺有组织废气

本项目工艺有组织废气主要为污水处理站的有组织废气，新增 VOCs 排放量 0.063t/a。

### 3) 非正常工况（含开停工及维修）排放

本项目后期工程 CO<sub>2</sub> 返输装置开停车或超压、新增运行的导热油炉启停炉等非正常工况中排放的废气也会排放挥发性有机物。CO<sub>2</sub> 返输装置、导热油炉非正常工况下挥发性有机物（VOCs）排放量分别为 2.862t/a、0.0006t/a，合计 2.8626t/a。

### 4) 火炬排放

本项目改造后，天然气处理装置等非正常工况，包括生产装置或设施启动、停车或设备检修状况，以及管道、设备中天然气超压的情况下释放的天然气等可燃气体，并依托现有工程高低压火炬系统放空，通过燃烧处理后排放，本项目火炬挥发性有机物排放量为 1.315t/a。



表 3.3-91 后期工程燃烧烟气挥发性有机物排放源强核算结果一览表

装置 /单元名称	污染源名称	污染源编号	燃气消耗量 (Nm <sup>3</sup> /h)	污染物名称	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 (h/a)	排气筒参数		
					核算方法	废气产生量 (Nm <sup>3</sup> /h)	浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	速率 (kg/h)	工艺	效率 (%)	核算方法	废气排放量 (Nm <sup>3</sup> /h)	浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	速率 (kg/h)		直径 (m)	高度 (m)	温度 (°C)
供热系统	导热油炉排气筒 (单个排放口)	DA001 或 DA002 或 DA003 (4 用 2 备)		挥发性有机物	产污系数法													
	导热油炉排气筒 (单个排放口)	DA010 (4 用 2 备)		挥发性有机物	产污系数法													
	导热油炉排气筒 (单个排放口)	DA011 (4 用 2 备)		挥发性有机物	产污系数法													
	导热油炉排气筒 (单个排放口)	DA012 (4 用 2 备)		挥发性有机物	产污系数法													
供热系统	导热油炉排气筒 (单个排放口)	DA001 或 DA002 或 DA003 (5 用 1 备)		挥发性有机物	产污系数法													
	导热油炉排气筒 (单个排放口)	DA001 或 DA002 或 DA003 (5 用 1 备)		挥发性有机物	产污系数法													



装置/ 单元名称	污染源名称	污染源编号	燃气消耗量 (Nm <sup>3</sup> /h)	污染物名称	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 (h/a)	排气筒参数		
					核算方法	废气产生量 (Nm <sup>3</sup> /h)	浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	速率 (kg/h)	工艺	效率 (%)	核算方法	废气排放量 (Nm <sup>3</sup> /h)	浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	速率 (kg/h)		直径 (m)	高度 (m)	温度 (°C)
	导热油炉排气筒 (单个排放口)	DA010 (5 用 1 备)		挥发性有机物	产污系数法													
	导热油炉排气筒 (单个排放口)	DA011 (5 用 1 备)		挥发性有机物	产污系数法													
	导热油炉排气筒 (单个排放口)	DA012 (5 用 1 备)		挥发性有机物	产污系数法													

表 3.3-92 后期工程燃烧烟气挥发性有机物新增排放量一览表

污染源及其编号	情景	烟气量(Nm <sup>3</sup> /h)	挥发性有机物排放量 (t/a)
工况三——4 台导热油炉 100%满负荷运行			
4 个导热油炉排气筒 (DA001~DA003、DA010~DA012, 4 运 2 备)	增加负荷前 (3 用, 80%负荷)	132000	8.129
	增加负荷后 (4 用 2 备, 100%负荷)	220000	13.548
	变化量	+88000	+5.419
工况四——5 台导热油炉均按照 80%负荷运行			
5 个导热油炉排气筒 (DA001~DA003、DA010~DA012, 5 运 1 备)	增加负荷前 (3 用, 80%负荷)	132000	8.129
	增加负荷后 (5 用 1 备, 80%负荷)	220000	13.548
	变化量	+88000	+5.419



## c. 无组织排放源 VOCs 排放核算

## 1) 设备与管线组件密封点泄漏

本项目新增设备的泵、阀门、法兰和连接件等设备与管线组件密封点流经挥发性有机液体、气体时，会存在一定量的挥发性有机物（VOCs）的泄漏排放，主要成分为甲烷，另外还有极少量的非甲烷总烃。泄漏的非甲烷总烃参照《排污许可申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中下列公式进行计算：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left( e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：  $E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点泄漏排放量，kg/a；

$t_i$ ——密封点  $i$  的年运行时间，h/a；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点  $i$  的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——流经密封点  $i$  的物料中非甲烷总烃平均质量分数；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点  $i$  的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数。

根据本项目天然气摩尔组份，换算出非甲烷总烃的占比， $WF_{\text{VOCs},j}/WF_{\text{TOC},i}$  = 取 30.81%。

本项目设备与管线组件排放速率取值参数见表 3.3-93。

表 3.3-93 设备与管线组件（eTOC，i）取值参数表

序号	类型	密封点类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h/排放源)
1	石油炼制工业	连接件	0.028
2		开口阀或开口管线	0.03
3		阀门	0.064
4		压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
5		泵	0.074
6		法兰	0.085
7		其他	0.073

类比现有工程，本项目设备与管线组件密封点挥发性有机物（VOCs）泄漏量为 8.367t/a，其核算过程见表 3.3-94。



表 3.3-94 本项目后期工程设备与管线组件密封点泄漏量

序号	污染源	设备与管线组件密封点类型	数量 (个)	排放系数 (kg/h/排放源)	$\frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}}$	系数	排放速率 (kg/h)	年排放时间 (h)	年排放量 (t/a)
1	天然气 处理装 置	阀门	3500	0.064	0.3081	0.003			
		法兰	10000	0.085	0.3081	0.003			
		泵	27	0.074	0.3081	0.003			
		压缩机、搅拌器、泄压设备	12	0.073	0.3081	0.003			
		小计							
2	装车区	泵	3	0.074	1	0.003			
		小计							
3	总计								



## 2) 有机液体存储与调和损失

本项目涉及有机液体在储存过程中的无组织排放源主要为甲醇储罐。终端使用甲醇作为低温管线防止冻堵的措施，注入点为制冷单元冷箱注入口、低温分离器气相出口、越站天然气换热器前，正常工况无需注入。按年发生故障频次为一次/年的频率估算用量，用量约为 400L/h，持续时间最高 250 小时。根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，主要考虑甲醇储罐存贮过程中的静置损失和卸车装罐过程中的工作损失。

本项目后期工程新建甲醇储罐参数见表 3.3-95，挥发性有机物（VOCs）排放量计算结果见表 3.3-96。经过核算，新建甲醇储罐挥发性有机物排放量为 0.126t/a。

表 3.3-95 新建甲醇储罐参数一览表

罐型	实际储存温度(°C)	容积(m³)	直径(m)	罐体长度(m)	平均储存高度(m)	罐壁颜色	呼吸阀-压力设定(Pa)	呼吸阀-真空设定(Pa)
卧式固定顶罐	20	30	2.8	5.0	2.2	灰色	1350	300

表 3.3-96 新建甲醇储罐储存与调和损失挥发性有机物（VOCs）估算结果

储罐名称	大气压(kPa)	日平均最高环境温度(°C)	日平均最低环境温度(°C)	水平面太阳能总辐射(Btu/ft².day)	年周转量(t/a)	VOCs 排放量(t/a)
甲醇储罐	101.7	25.7	-3.2	1209	100	0.126

## 3) 循环水冷却系统释放

本项目后期工程扩建循环冷却水系统，循环冷却水系统采用开式循环水场，当在换热器发生少量或微量泄漏时，含 VOCs 的产品通过换热器裂缝从高压侧泄漏并污染冷却水。由于凉水塔的汽提作用和风吹逸散，VOCs 从冷却水中排入大气。

本项目生产装置内主要挥发性有机物为天然气及轻烃组分，由于天然气中主要组分为甲烷，挥发性有机物组分的含量较小，因此，此处系数法计算循环水冷却系统释放的排放量时，参考美国 AP42 中表 5.1.2 中循环冷却水有监控措施的排放系数，单位体积循环水 VOCs 排放系数为 0.00008kg/m³。本项目正常运行，循环水新增用量为 2000m³/h，故循环水场新增挥发性有机物（VOCs）排放量约为 1.344t/a，见表 3.3-97。





表 3.3-97 后期工程循环水冷却系统 VOCs 估算情况一览表

序号	污染源	排放系数 (kg/m <sup>3</sup> )	循环水新增 流量 (m <sup>3</sup> /h)	产生量 (kg/h)	年排放时间 (h/a)	排放量 (t/a)
1	循环冷却 水系统	0.00008	2000	0.1600	8400	1.344

## 4) 废水集输、储存、处理处置过程逸散

本项目后期工程产生的生产废水收集后送至扩建后污水处理站进行处理，参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）排放系数法核算本项目后期工程污水处理站新增挥发性有机物排放量。本次评价排放系数参照 HJ982-2018 表 3 废水处理过程挥发性有机物产生系数中油/水分离器（水中油的质量浓度＜880mg/L）对应的产生系数，即 0.0225kg/m<sup>3</sup> 废水。本项目污水处理站设置了废气收集处理设施，收集效率按照 95%考虑。本项目后期工程污水处理站新增废水处理规模为 10m<sup>3</sup>/h，其挥发性有机物无组织排放量见表 3.3-98。本项目含油污水处理系统的挥发性有机物无组织排放量为 0.099t/a。

表 3.3-98 废水处理过程无组织挥发性有机物排放量

污染源	排放系数 (kg/m <sup>3</sup> )	排水量 (m <sup>3</sup> /h)	收集效率	排放速率 (kg/h)	年排放时间 (h)	排放量 (t/a)
新增污水处理设施 规模						

## d. 挥发性有机物估算汇总

通过本项目挥发性有机物污染源归类解析及挥发性有机物污染源估算，本项目 VOCs 排放量为 19.5956t/a，见表 3.3-99。

表 3.3-99 本项目后期工程 VOCs 排放量汇总表

序号	源项	排放形式	排放工况	排放量/ (t/a)
1	设备与管线组件密封点泄漏	无组织	正常	
2	有机液体储存与调和挥发损失	无组织	正常	
3	循环水冷却系统释放	无组织	正常	
4	废水集输、储存、处理处置过程逸散	无组织	正常	
5	非正常工况（含开停工及维修）排放	有组织	非正常	
6	燃烧烟气排放	有组织	正常	
7	工艺有组织排放	有组织	正常	
8	火炬排放	有组织	非正常	
总计				



## 3.3.4.8 后期工程污染物排放量核算

## a. 废气污染源

正常工况下，本项目后期工程新增有组织废气主要为导热油炉烟气和水处理设施废气。导热油炉烟气经导热油炉排气筒（DA001~DA003、DA010~DA012）排入大气。根据工程分析结果，本项目前期工程导热油炉烟气污染物新增排放量按照可能大气环境影响更大的工况（工况三）核算排放量。污水处理站规模扩建后，污水处理储存、处理处置过程新增逸散废气收集后送至现有污水处理站 VOCs 处理单元处理后，经污水处理站排气筒（DA006）达标排放。

非正常工况下，有组织废气主要包括火炬系统排放、二氧化碳回收利用单元泄放废气和导热油炉开停炉等燃烧烟气。

本项目后期工程新增无组织废气主要为设备与管线组件密封点泄漏、有机液体储罐挥发损失、循环冷却水系统逸散、废水集输、储存、处理处置过程逸散等。

本项目后期工程新增废气污染源污染物排放量核算结果见表 3.3-100~表 3.3-102。

表 3.3-100 后期工程正常工况有组织废气污染源汇总

污染源名称	污染源编号	污染物名称	产生量(t/a)	削减量(t/a)	排放量(t/a)	去向	备注
导热油炉排气筒	DA001~DA003、DA010~DA012	废气量( $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ )				大气环境	工况三——4台导热油炉100%满负荷运行（4用2备）
		颗粒物					
		二氧化硫					
		氮氧化物					
		挥发性有机物					
污水处理站排气筒	DA006	废气量( $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ )				大气环境	-
		挥发性有机物					
		硫化氢					
		氨					
合计		废气量( $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ )				-	-
		颗粒物					
		二氧化硫					
		氮氧化物					
		挥发性有机物					
		硫化氢					
		氨					



表 3.3-101 后期工程非正常工况有组织废气污染源汇总

污染源名称	污染物名称	产生量(t/a)	削减量(t/a)	排放量(t/a)	去向	备注
火炬系统	二氧化硫				大气环境	增加量
	氮氧化物					
	挥发性有机物					
CO <sub>2</sub> 压缩机	挥发性有机物				大气环境	超压、开停车
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔入口分离器	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 脱硫塔	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 再生气分水罐	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 分子筛干燥器	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 脱水前过滤器	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
外输 CO <sub>2</sub> 分子筛出口过滤器	挥发性有机物				大气环境	超压
	硫化氢					
CO <sub>2</sub> 外输压缩机	挥发性有机物				大气环境	超压、开停车
	硫化氢					
导热油炉 (DA010~DA012)	颗粒物				大气环境	启停炉
	二氧化硫					
	氮氧化物					
	挥发性有机物					
合计	颗粒物				-	-
	二氧化硫					
	氮氧化物					
	挥发性有机物					
	硫化氢					

表 3.3-102 后期工程无组织废气污染源汇总

污染源名称	污染源编号	污染物名称	产生量(t/a)	削减量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
天然气处理装置设备与管线组件密封点泄漏	G5	挥发性有机物				大气环境
储运工程设备与管线组件密封点泄漏	G6	挥发性有机物				大气环境
甲醇储罐挥发损失	G7	挥发性有机物				大气环境
		甲醇				
循环冷却水逸	G8	挥发性有机物				大气环境



污染源名称	污染源编号	污染物名称	产生量(t/a)	削减量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
散						
废水集输、储存、处理处置过程逸散	G9	挥发性有机物				大气环境
		硫化氢				
		氨				
合计		挥发性有机物				-
		甲醇				-
		硫化氢				-
		氨				-

#### b. 废水污染源

本项目后期工程工艺单元含油废水、地面冲洗污水、初期雨水及装置检修污水收集后排入污水处理站进行除油预处理，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。生活污水收集至厂内化粪池处理后，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。循环冷却水系统排污水和除盐水处理装置脱盐废水收集至污水监控池，与处理后含油污水一起送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。本项目后期工程废水主要污染物新增产生及排放情况见表 3.3-103。

表 3.3-103 后期工程废水污染源主要污染物汇总表

排放源编号	污染源	污染物名称	废水量(m <sup>3</sup> /a)	产生浓度(mg/L)	排放浓度(mg/L)	产生量(t/a)	削减量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
W8	工艺单元含油废水	pH		6~9	6~9				滨州临港化工产业园污水处理厂处理
		COD		500	500				
		BOD <sub>5</sub>		150	150				
		氨氮		50	50				
		总氮		300	300				
		悬浮物		100	100				
		硫化物		1.0	1.0				
		石油类		200	10				
W9	地面冲洗污水	pH		6~9	6~9				滨州临港化工产业园污水处理厂处理
		COD		300	300				
		BOD <sub>5</sub>		90	90				
		氨氮		30	30				
		总氮		60	60				
		悬浮物		200	200				
		石油类		100	10				
W10	初期	pH		6~9	6~9				



排放源编号	污染源	污染物名称	废水量(m³/a)	产生浓度(mg/L)	排放浓度(mg/L)	产生量(t/a)	削减量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
	雨水	COD		300	300				
		BOD₅		90	90				
		氨氮		30	30				
		总氮		60	60				
		悬浮物		200	200				
		石油类		100	10				
W12	循环冷却水排水	pH		6~9	6~9				
		COD		100	100				
		BOD₅		30	30				
		氨氮		5	5				
		总氮		10	10				
		悬浮物		80	80				
		总磷		2	2				
W13	脱盐废水	pH		6~9	6~9				
		COD		100	100				
		BOD₅		30	30				
		氨氮		5	5				
		总氮		10	10				
		悬浮物		20	20				
		总磷		1	1				
W14	生活污水	pH		6~9	6~9				
		COD		500	500				
		BOD₅		300	300				
		悬浮物		250	250				
		氨氮		53.2	53.2				
		总氮		100	100				
		总磷		5	5				
合计		COD		-	-				-
		BOD₅		-	-				
		氨氮		-	-				
		总氮		-	-				
		悬浮物		-	-				
		硫化物		-	-				



排放源编号	污染源	污染物名称	废水量(m <sup>3</sup> /a)	产生浓度(mg/L)	排放浓度(mg/L)	产生量(t/a)	削减量(t/a)	排放量(t/a)	排放去向
		石油类		-	-				
		总磷		-	-				

### c. 固体废物

本项目后期工程新增的固体废物主要包括危险废物、一般工业固体废物和生活垃圾，共新增固体废物产生量 1038.23t/a。

危险废物新增产生量为 930.43t/a，均外委有资质单位处置。一般工业固废新增产生量为 98.00t/a，由厂家回收或外委处置。生活垃圾新增产生量为 9.80t/a，由园区环卫部门统一收集处理。

表 3.3-104 本项目后期工程固体废物污染源汇总表

序号	废物类别	产生量(t/a)	处置量(t/a)
1	危险废物		
2	一般工业固废		
3	生活垃圾		
4	合计		

### d. 小结

本项目后期工程废气、废水、固体废物新增排放总量结果见表 3.3-105。

表 3.3-105 本项目后期工程废气、废水、固体废物排放总量汇总表

类别	污染物名称	产生量(t/a)	削减量(t/a)	外排量(t/a)	去向
废气	有组织废气	正常工况	颗粒物		大气环境
			二氧化硫		
			氮氧化物		
			挥发性有机物		
			硫化氢		
			氨		
			废气量(×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /a)		
	非正常工况		颗粒物		
			二氧化硫		
			氮氧化物		
			挥发性有机物		
			硫化氢		
	无组织废气		挥发性有机物		
			甲醇		
			硫化氢		
			氨		
	合计		颗粒物		





类别	污染物名称	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	外排量 (t/a)	去向
	二氧化硫				
	氮氧化物				
	挥发性有机物				
	甲醇				
	硫化氢				
	氨				
	废气量( $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ )				
废水	化学需氧量				滨州临港化工产业园污水处理厂处理
	BOD <sub>5</sub>				
	氨氮				
	总氮				
	悬浮物				
	硫化物				
	石油类				
	总磷				
	废水量( $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ )				
固体废物	危险废物				外委有资质单位处置
	一般工业固废				厂家回收或外委处置
	生活垃圾				园区环卫部门处理
	合计				

### 3.3.4.9 “以新带老”措施及污染物削减量

根据识别，目前滨州终端未发现存在环保问题，不产生污染物削减量。

### 3.3.4.10 污染物排放“三本账”

滨州终端已建工程处于调试阶段，各项污染物排放量核算基础数据不全，因此本项目已建工程和在建工程污染物排放量分别引用《渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程环境影响报告书》、《渤中 19-6 气田 II 期、渤中 25-1 南油田 5 井区调整渤中 25-1 油田沙三段开发项目环境影响报告书》和现有工程章节核算的正常工况的污染物排放量。

本项目后期工程改扩建后正常工况下全厂“三废”排放总量汇总见表 3.3-106。



表 3.3-106 后期工程改扩建后全厂“三废”排放总量汇总表

类别	污染物名称	已建工程排放量 (t/a)	在建工程排放量 (t/a)	前期工程 (2026 年投产) 排放量 (t/a)	后期工程 (2035 年投产) 排放量 (t/a)	本项目排放量合计 (t/a)	“以新带老”削减量 (t/a)	扩建后全厂排放量 (t/a)	备注
废气 (正常工况)	颗粒物								
	二氧化硫								
	氮氧化物								
	挥发性有机物								
	甲醇								
	硫化氢								
	氨								
废水 (正常工况)	化学需氧量								
	BOD <sub>5</sub>								
	氨氮								
	总氮								
	悬浮物								
	硫化物								
	石油类								
	总磷								
	废水量 ( $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ )								
固体废物	危险废物								外委有资质单位处置
	一般工业固废								厂家回收或外委处置
	生活垃圾								园区环卫部门处理
	合计								



### 3.4 环境影响要素识别与评价因子筛选

#### 3.4.1 海上工程

##### 3.4.1.1 环境影响要素识别

海上工程的主要不利影响是建设阶段非钻井油层段水基钻井液和钻屑排放及海底管道、电缆铺设挖沟时搅起的悬浮物对海水水质、底质和海洋生态的影响。另外，潜在的油气泄漏也将对海水水质、海洋生态以及海洋资源利用等产生不利影响。主要海洋环境影响要素识别见表 3.4-1。

表 3.4-1 海上工程主要海洋环境影响要素识别

时段	工程活动	影响因素	环境影响表征	影响程度
建设阶段	平台安装、海管/电缆铺设	海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D
		水文动力	平台桩腿对局部潮流的影响	D
生产阶段	平台及海管/电缆占用海域	海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D

注：环境影响相对程度由高至低依次为 A(高)、B(中)、C(低)、D(微)。

##### 3.4.1.2 环境影响评价因子筛选

根据对本项目各阶段污染源、污染物种类及其排放量、处理/处置方式的分析，凭借类似开发项目的评价经验和专业知识，通过综合判断可识别出各因子对环境的影响程度，并由此确定本项目海上工程的重点评价因子为非钻井油层段水基钻井液、钻屑的排放和铺设海管/电缆挖沟产生的悬浮物，以及潜在的事故性溢油。评价因子筛选见下表。

表 3.4-2 评价因子筛选表（海洋污染影响）

工程内容	污染物	主要污染因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
钻完井	非油层水基钻井液及钻屑	悬浮物	符合排放标准的钻屑和钻井液，间歇式点源排放，不达标的全部运回陆地交有资质单位处理	水质、沉积物及海洋生物	B
海底管缆铺设	铺设海底管道、悬浮物	悬浮物	移动源连续排放	水质、沉积物及海洋生物	B
	铺设海底电缆悬浮物	悬浮物	移动源连续排放	水质、沉积物及海洋生物	B
施工作业	船舶生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质	D
生产作业	含油生产水	石油类	处理达标后排海	海水水质	D
	其他含油污水	石油类	经开、闭排收集后，进入生产流程	/	D
	温排水	温升	直接排放	/	D



工程内容	污染物	主要污染因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
	牺牲阳极	锌	缓慢释放	水质	D
事故	溢油	石油类	按溢油应急计划处理	生态环境	A~D

注：环境影响相对程度由高至低依次为 A(高)、B(中)、C(低)、D(微)、N 为无影响。

表 3.4-3 评价因子筛选表（海洋生态影响）

工程内容及影响方式	受影响对象	评价因子	影响性质及影响时段
钻完井、海底管缆铺设，直接影响	底栖生物、游泳动物（含鱼卵仔稚鱼）	生物量	施工期短期影响
	重要水域“三场一通道”	部分范围、生产力	施工期短期影响

### 3.4.2 陆上工程

#### 3.4.2.1 环境影响要素识别

##### a. 施工期环境影响

主要包括施工机械、运输车辆产生的噪声、尾气，施工扬尘，设备安装和管道焊接烟尘，设备和管道刷漆及防腐废气，设备和车辆冲洗废水，施工人员产生的生活污水以及生活垃圾，施工时产生的施工垃圾、废油漆桶、废油漆和废机油等对环境的影响。

##### b. 运营期环境影响

###### （1）正常工况

①固废源：滨州终端新增废活性炭、废脱硫剂、废催化剂、废机油、废弃的含油抹布和劳保用品、废油漆涂料包装桶等对环境的影响；

②噪声源：滨州终端新增压缩机、泵等产生的噪声对声环境的影响；

③废水源：滨州终端新增工艺系统污水、循环水系统排污水工艺装置检修污水等对地表水环境的影响；

④废气源：主要为导热油炉有组织废气、设备与管线组件密封点泄漏等无组织废气对大气环境的影响。

###### （2）事故状态

在事故状态下，陆上天然气管道发生泄漏事故及次生污染物 CO，对环境空气产生一定的影响。

根据以上环境影响分析，本项目环境影响要素识别结果见表 3.4-4。



表 3.4-4 环境影响要素识别结果

环境要素 污染因素	自然环境					
	大气环境	地表水环境	地下水环境	声环境	生态环境	环境风险
施工期	●	●	●	●	●	-
运营期	▲	-	-	▲	-	▲

注：●短期不利影响；○短期有利影响；▲长期不利影响；△长期有利影响；-为影响轻微或无影响。

### 3.4.2.2 评价因子筛选

本项目各要素现状评价因子和预测因子见表 3.4-5。

表 3.4-5 环境现状评价和预测因子

环境要素	环境质量现状评价因子	影响预测因子
环境空气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、非甲烷总烃、TVOC、氨、硫化氢、甲醇	/
土壤环境	(1) 基本因子 ①重金属和无机物：砷、镉、铅、铬（六价）、铜、镍、汞。 ②挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烯、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烯、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯。 ③半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、苯。 (2) 污染影响型特征因子：石油烃（C10-C40）。 (3) 生态影响型因子：pH 值、土壤含盐量。	土壤盐化
地下水	八大离子：K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> ； 基本水质因子：pH、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）、铅、氟化物、镉、铁、锰、钡、溶解性总固体、耗氧量（COD <sub>Mn</sub> 法，以 O <sub>2</sub> 计）、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、钠； 特征因子：石油类	石油类
声环境	等效连续 A 声级（LAeq）	等效连续 A 声级（LAeq）
环境风险评价	/	丙烷、甲烷、CO



## 4 工程区域环境概况

### 4.1 海上工程区域自然环境概况

#### 4.1.1 环境概况

##### 4.1.1.1 气象条件

工程附近海区气候主要受亚洲季风控制，同时受渤海海洋热力的影响，具有海洋性过渡气候特征。影响本海区的主要天气系统为：冷空气、寒潮、温带气旋和热带气旋。冬季，本区处于强大的西伯利亚冷高压前缘的偏北气流控制下，每年 10 月下旬至翌年 3 月下旬，该海区多盛行偏北风，一般冷空气、寒潮大风风力为 6~7 级，强者可达 8~10 级。夏季季风一般 6 月底 7 月初到达本海区，多吹东南~西南风。6~9 月份是温带气旋和热带气旋活动频繁的季节，据近三十年的中国近海气旋资料记载，影响本区的温带气旋出现频率，夏季达 56%，冬、春季均在 21% 左右，秋季占 2%。影响渤海的热带气旋主要集中在 7~8 两个月份，以 7 月份最多，占热带气旋总数的 45%，其次为 8 月份，占 39%，平均每年约有一个热带气旋影响到本海区。

##### a. 气温

渤海海面气温受海水影响较大。本海域 1 月平均气温最低为  $-1.1^{\circ}\text{C}$ ，8 月平均最高为  $22.7^{\circ}\text{C}$ 。累年极端最高气温，8 月份为  $34.6^{\circ}\text{C}$ ；1 月极端最高气温达  $10.5^{\circ}\text{C}$ ；累年极端最低气温 1 月为  $-16.2^{\circ}\text{C}$ 。

##### b. 降水和湿度

该海域年降水主要集中在 7、8 月，占年总降水量的一半以上。冬季降水稀少，多为降雪，2 月最少。工程海域年平均降水量约 620mm，最大日降雨量约 170mm，最大小时降雨量约 50mm。该海域最大空气湿度为 100%，最小空气湿度约 24%，平均相对湿度约 64%。

##### c. 风况

工程海域的主风向为西南偏南（SSW）和东北偏北向（NE），频率分别为 \*\* 和 \*\*；年最大风速为 \*\*m/s（9 级），风向为 NE 向。全年风向统计见表 4.1-1，风速玫瑰图见图 4.1-1。

工程所在海域各方位年平均风速在（\*\*~\*\*）m/s 之间，全年平均风速约 \*\*m/s；冬季风速较大，夏季风速较小，其中 7、8 月份风力全年最小。





表 4.1-1 本项目所在海域风向统计表（年）

方位	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率（%）								
方位	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率（%）								

图 4.1-1 本项目所在海域风玫瑰图（年）

## 4.1.1.2 水文条件

## a. 波浪

根据该海域波浪数值分析结果，本海域主浪向为 NE 和 S，海浪浪向玫瑰图见图 4.1-2。

图 4.1-2 本项目所在海域浪玫瑰图（年）

## b. 潮汐

根据本工程海域的短期潮汐观测资料分析结果，该海域潮汐类型属于不正规全日潮。

20\*\*年\*\*月\*\*日，中海油田服务股份有限公司天津分公司在本工程所在海域开展了\*\*个站位的水位观测，测站坐标见表 4.1-2。

表 4.1-2 水位测站信息

测站名称	纬度（N）	经度（E）	调查时间	有效数据长度

观测期间，YC1 测站最高水位为\*\*m，最低水位为\*\*m，最大水位差为\*\*m。YC2 测站最高水位为\*\*m，最低水位为\*\*m，最大水位差为\*\*m。

根据 YC1 测站潮位观测资料调和和分析，根据潮汐学潮汐类型公式： $E=(Hk1+Ho1)/HM2$ ，可以得出  $E=(Hk1+Ho1)/HM2=3.2$ ，式中 H 为 K1、O1、M2 分潮调和常数的振幅。因此，YC1 测站潮汐类型属于不正规全日潮。该测站主要分潮调和常数见表 4.1-3。

根据 YC2 测站潮位观测资料调和和分析，根据潮汐学潮汐类型公式： $E=(Hk1+Ho1)/HM2$ ，可以得出  $E=(Hk1+Ho1)/HM2=**$ ，式中 H 为 K1、O1、M2 分潮调和常数的振幅。因此，YC2 测站潮汐类型属于不正规全日潮。



表 4.1-3 YC1 站主要分潮调和常数

分潮	H (cm)	G (deg)	分潮	H (cm)	G (deg)
M2					
S2					
O1					
K1					
M2					

## c. 海流

20\*\*年\*\*月\*\*日至\*\*月\*\*日，中海油田服务股份有限公司天津分公司在本工程所在海域开展了\*\*个站位的海流观测，具体站位经纬度见表 4.1-4。

表 4.1-4 海洋水文动力调查站位坐标

测站名称	纬度 (N)	经度 (E)	调查时间	有效数据长度

YC1 测站的涨落潮期间流速统计、最大可能潮流和余流分析结果见表 4.1-5 和表 4.1-6。

YC2 测站与 YC1 测站的海流特征相近。根据 YC1 测站和 YC2 测站潮流实测资料，通过调和分析得到的各层的潮流性质参数（表 4.1-5）可知 YC1 测站所在海域表层和底层潮流为不正规半日潮流，中层潮流为正规半日潮流；YC2 测站所在海域表层潮流为不正规半日潮流，中层和底层潮流均为正规半日潮流。

表 4.1-5 YC1 测站涨落潮期间流速统计

层次	涨潮			落潮		
	最大流速	对应流向	平均流速	最大流速	对应流向	平均流速
表层						
中层						
底层						

表 4.1-6 YC1 测站最大可能潮流和余流分布

层次	最大可能潮流		余流	
	流速	流向	流速	流向
表层				
中层				
底层				

表 4.1-7 潮流性质参数

潮流性质参数 ( $W_{O1}+W_{K1}$ )/ $W_{M2}$	站位	表层	中层	底层

#### 4.1.1.3 地形地貌与冲淤环境概况

工程物探和工程地质调查项目包括海底水深、地形测量，海底地貌特征调查，浅层地质调查和工程地质调查等。

##### a. 水深地形调查结果

根据调查资料，在 BZ26-6WHPC 平台场址调查区域内，海底比较平坦，水深变化较小，调查范围内未发现明显的地形起伏。全区水深在\*\*m 至\*\*m 之间变化。BZ26-6WHPC 平台场址位置处水深值为\*\*m。在 BZ26-6WHPD 平台场址调查区域内，海底比较平坦，水深变化较小，水深在\*\*m-\*\*m 之间变化，调查范围内未发现明显的地形起伏。BZ26-6WHPD 平台场址位置处水深值为\*\*m。

BZ19-2 CEPE 至 BZ26-6 CEPA 路由区海底地形整体平坦，局部略有起伏，总体呈现由西北至东南渐变浅的趋势。水深介于\*\*m~\*\*m，水深集中分布在\*\*至\*\*m。

BZ26-6 WHPD 至 BZ26-6 WHPC 路由区海底地形整体平坦，起伏较小，总体呈现由西北至东南渐变浅的趋势。水深介于\*\*m~\*\*m，水深集中分布在\*\*m 左右。

BZ26-6 CEPA 至 BZ34-1EPP 路由区海底地形整体平坦，局部略有起伏，总体呈现由西北至东南渐变浅的趋势。水深介于\*\*m~\*\*m。

图 4.1-3 BZ26-6WHPC 平台场址水深图

图 4.1-4 BZ19-2CEPE 至 BZ26-6CEPA 管道路由水深图

图 4.1-5 BZ26-6WHPD 至 BZ26-6WHPC 管道路由水深图

##### b. 地貌特征调查结果

现有地貌资料显示，在 BZ26-6WHC 平台场址调查区域内，海底地貌色度比较均匀，海底底质较为均一，调查期间调查区域内未发现对新建平台的安装具有潜在灾害影响的地貌特征及障碍物和遗弃物。



### c. 冲淤环境概况

根据对本油田工程周边已建平台的冲刷调查成果，海底面比较平缓，水深变化较小，未发现明显的冲刷痕迹，说明本油田工程海域冲淤环境基本稳定。

根据本项目水深资料、浅剖资料和地貌资料，工程区内海底地形比较稳定，整体地形平坦，海底坡度变化不大，表层沉积基本一致。根据地质取样资料，工程区域表层沉积物主要为非常软到软的褐灰-灰黄色黏土或粉质黏土根据地质取样资料，表层沉积物的物质成分主要为非常软到软的粉质黏土，海底冲淤处于较为稳定状态。

## 4.2 陆上工程区域环境概况

### 4.2.1 自然环境概况

#### 4.2.1.1 地理位置

滨州终端二期工程位于现有滨州终端厂区内，终端厂建于山东省滨州市北海开发区内，东侧紧邻山东汇泰再生资源有限公司。

滨州终端位于山东省北部的滨州市，地处黄河三角洲腹地、渤海湾西南岸，属黄河中下游冲积平原；滨州市北通渤海、东临东营市、南靠淄博市、西南与济南市交界、西与德州市接壤、西北隔漳卫新河与河北省沧州地区相望，地理位置优越，是京、津、唐和山东半岛两大经济区的结合部，是黄河三角洲上的新兴工业城市，同时也是山东省委、省政府重点规划、建设的环渤海经济圈中心城市之一。

滨州北海经济开发区位于国务院批复的黄河三角洲高效生态经济区规划中四个临港产业区之一的滨州临港产业区东北部，位于滨州市北部沿海，是济南都市圈的重要出海通道，是“海上山东”建设的前沿阵地。

#### 4.2.1.2 地形地貌

滨州终端所在区地处鲁西北黄泛平原。地貌类型有滨海缓平低地、滨海滩地和海岸滩地等。

#### 4.2.1.3 地质地震

滨州终端所在大地构造单元上属华北地台、辽冀台向斜、埕宁隆断区、车镇凹陷内，位于车镇凹陷东北部，西靠埕宁隆起区庆云凸起，东与沾化凹陷相连，南接无棣凸起与惠民凹陷相望。

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001）（2010年版）确定，滨



州终端所在地区地震基本烈度值为VI度，地震动峰值加速度为 0.05g。

#### 4.2.1.4 气候特征

该地气候属温带半湿润大陆性季风气候区，受太阳辐射、季风和自然地理环境的影响，形成了四季分明、干湿明显的基本气候特征。春季多风干燥，夏季湿热多雨，秋季天高气爽，冬季长而干寒。全区气温适中，光照充裕热量丰富，无霜期较长，有利于种植越冬作物和夏播作物。

气温：年平均气温 13.1℃。极端最高气温 40.1℃，极端最低气温-22.2℃。

降水：年平均降水量 555.3mm，且多集中于 6、7、8、9 月份，11、12 月份降雨最少。

风：属季风气候区。全年主导风向 SW，频率 10.4%；次主导风向为 S，频率为 8.3%。历年平均风速为 3.0m/s，历年最大风速为 19.5m/s。

湿度：年平均相对湿度 65.0%。

#### 4.2.1.5 地表水

滨州临港化工产业园区周边有干流河道三条，即漳卫新河、马颊河、德惠新河，均为季节性行洪河道；支流河道 11 条，自西北向东南依次分属于漳卫新河、马颊河、徒骇河 3 个支系，统属于山东海河水系。居民饮用水水源为北海新区水库，水库水来源为自然降水和调用黄河水。

#### 4.2.1.6 地下水

区域属黄河冲积平原，境内广为新近系和第四系积散层所覆盖，本区属黄河下游冲积平原孔隙水水文地质区。

根据目前研究程度，区域 650m 深度内的地下水均为松散岩类孔隙水，且主要赋存于第四系与新第三系明化镇上部的松散沉积物中，根据含水层的水力性质和埋藏特点，可将区内 650m 深度内的松散岩类孔隙水分为浅层、中深层和深层含水岩组三种类型。

地下水的补、径、排条件较为简单。补给来源有大气降水、渠道水入渗、卤水的回渗。地下水径流条件受地形影响较为明显，因含水层颗粒细，地形平坦，水力坡度极缓，所以全区浅层地下水运动滞缓。地下水流向为南西-北东。排泄主要为天然蒸发，此外还存在少量地下径流。

#### 4.2.1.7 土壤

区域主要分布的土壤类型有潮土、滨海盐土 2 个土类。潮土、滨海盐土基





本平行于海岸呈带状分布。

#### a. 潮土土类

潮土是直接发育在河流沉积物上，受潜水作用和人为活动影响而形成的一类土壤。本区潮土多数已经垦种或植树造林。

#### b. 滨海盐工土类

滨海盐工土类是本区分布面积最大的土壤类型。由于是在滨海生态环境条件下形成，土壤盐分组成中氯化物占绝对优势（一般氯离子占阴离子总量的 80%~90%）。盐分割面的分布，除表土层含盐量较高外，心、底土层也含有较多的盐分。这类土壤目前多为荒地和疏草地，其中也较少部分为耕地。

#### 4.2.1.8 植被

项目所在区地处落叶阔叶林地带鲁北平原植被区。本项目所在区域植物稀少，主要为少量耐碱性的野生草本植物，评价区范围内无珍稀动植物存在

### 4.3 国家产业结构调整目录符合性分析

本项目为海洋油（气）工程及其附属工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类鼓励类”的“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采，3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，本项目的建设符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》的要求。

### 4.4 海上工程环境功能区划及相关规划符合性

#### 4.4.1 《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析

2023 年 9 月 20 日《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2023〕102 号）获得国务院批复，2023 年 12 月 27 日山东省人民政府印发《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（鲁政发〔2023〕12 号）。

本项目新建 BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 海底输油管道部分路由（约 \*\*km）位于海洋开发利用空间，不占用海洋生态空间。其它新建设施均位于《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》范围之外，新建 BZ26-6 WHPD 平台距离《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》边界最近距离为 \*\*km，新建 BZ19-2 CEPE 至 BZ26-6 CEPA 海底 CO<sub>2</sub> 输送管道距离《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》边界最近距离为 \*\*km；新建新建 BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 海底输油管道部分路由（约 \*\*km）穿越莱州湾海洋渔业发展集中区，见图 4.4-1 和图



## 4.4-2。

《规划》第九章第六节提出：提高矿产资源保障能力，优化矿产资源勘查开发布局。根据矿产资源禀赋条件，划定鲁东金及石墨、鲁中南铁及建材非金属、鲁西南煤炭和黄河流域（山东段）油气地热 4 个资源区以及能源资源基地、国家规划矿区、战略性矿产资源保护区、重点勘查区、重点开采区 5 类重点功能区，强化规划分区管理。加强石油、天然气、地热资源勘查开发，开放油气勘查开采市场、实行油气探采合一制度。”

本项目属于黄河流域（山东段）的海洋油（气）开发及附属工程，与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》的加强石油、天然气等勘察开发相符。

《规划》第七章第一节提出：“严格保护海洋生态空间。渤海海域重点保护贝壳堤岛、黄河口、莱州湾、庙岛群岛等典型海洋生态系统、滩涂和沿海防护林带。优化海洋开发利用空间。坚持生态用海、集约用海原则，优化海洋开发利用空间格局。科学布局工矿通信用海，提高生态和产业准入门槛，保护性开发渤海油气资源等。

《规划》第七章第三节提出：“实施海域空间分区管控，海洋生态空间实行分级管控，海洋生态保护红线按照正面清单进行管理，其他海洋生态空间加强对自然岸线、水动力环境、海水质量、地形地貌和底质的监测评估，限制影响生态功能的人为活动。海域开发利用空间细化规划分区，明确分区功能用途、用海方式、生态保护、整治修复等方面的管理要求，合理控制开发规模和强度，严格限制对海洋生态环境、海洋生物繁殖生长有较大影响的开发利用活动。”

根据《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目开发建设严格保护海洋生态空间。新建设施均不占用海洋生态空间。

图 4.4-1 本项目与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》中的海洋空间功能布局位置关系图

图 4.4-2 本项目与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》中的国土空间开发保护格局位置关系图

新建\*\*至\*\*海底输油管道部分路由位于海洋开发利用空间，部分路由位于莱州湾海洋渔业发展集中区。新建海底输油管道仅在施工阶段挖沟铺设时产生



悬浮物，根据环境影响预测结果，该条管道施工阶段挖沟埋设掀起的悬浮物，对周边海水水质的最大影响距离为 0.75km，最长 7.5 小时后可恢复排放前水质。对海洋环境影响轻微且短时间内可恢复。海底输油管道铺设完成后正常生产阶段不会对周围海域生态环境造成不利影响。

本项目其它新建设施均位于规划范围之外，新建 BZ26-6 WHPD 平台距离《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》边界最近距离为\*\*km，新建 BZ19-2 CEPE 平台至 BZ26-6 CEPA 平台海底 CO<sub>2</sub> 管道距离《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》边界最近距离为\*\*km。项目在海上建设阶段主要污染物是钻井完井作业排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑和海管/缆挖沟埋设时产生的悬浮物，悬浮物对周边海域的最大影响不超过\*\*km，其对环境的影响属于短期、可恢复性的，不会对山东省国土空间规划内海水水质、沉积物及海洋生物生态环境造成影响。

项目建设规模、空间布局合理，集约高效的利用了海域资源，项目建设不占用海岛、自然岸线资源，不会对周边海域海水水质、沉积物及海洋生物生态环境产生明显影响，对于山东省的渤海经济开发具有促进作用。因此，项目建设有利于《规划》中提出的优化海洋开发利用空间格局和矿产资源勘查开发布局目标的实现。综上所述，项目开发符合《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》的相关要求。

#### 4.4.2 《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》

2023 年 10 月 31 日《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（鲁政字〔2023〕191 号）获得山东省人民政府批复，规划分为市域和中心城区两个层次。市域层次的规划范围为东营市陆域和海域，包括东营区、河口区、垦利区、广饶县、利津县等三区两县，总面积 12790.33 平方千米，以海岸线为界，陆域面积 6682.13 平方千米，海域面积 6108.2 平方千米。中心城区层次的规划范围为市辖区的主要城镇开发边界及周边地区，包括主城区和河口区城区两部分。

本项目新建平台位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》范围之外，新建\*\*至\*\*海底输油管道部分路由约\*\*km 位于东营港南渔业用海区（1-3）范围内，其他新建管缆位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》范围外。详见图 4.4-3。本项目所在海洋功能区的空间用途准入、开发利用方式等要求见表 4.4-1。

图 4.4-3 本项目与东营市国土空间规划范围位置关系图

#### 4.4.2.1 东营港南渔业用海区

##### a. 项目与功能区空间用途准入管控要求的符合性分析

本项目用海类型为工矿通信用海中的油气用海，满足管线所在功能区兼容的用海功能；本项目建设不会对该功能区的交通运输功能造成影响，不涉及养殖；本项目属于开放式用海，不进行围海造地或围填海工程，不占用岸线；用海活动对周边水动力环境和地形地貌与冲淤环境影响范围较小，满足黄河泥沙需求。因此，本项目建设符合该功能区的空间用途准入管控要求。

##### b. 项目与功能区开发利用方式管控要求的符合性分析

本项目用海方式为开放式油气开采用海，新建\*\*至\*\*海底输油管道属于在已建平台之间新增基础管道设施的行为。新建海底输油管道仅在施工阶段挖沟铺设时产生悬浮物，对海洋环境影响轻微且短时间内可恢复。海底输油管道铺设完成后正常生产阶段不会对周围海域生态环境造成不利影响。不改变海域自然属性。因此，本项目建设符合该功能区的开发利用方式管控要求。

##### c. 项目与海域保护修复和生态保护重点要求的符合性分析

本项目有\*\*km 长度海底输油管道位于该功能区内部，海底管道挖沟作业将对原有的沉积环境产生短暂性扰动，破坏底栖生物的栖息地，对资源生态造成一定损失。本项目将设生态补偿资金对工程施工及运营过程中造成的海洋生物资源损失进行补偿，主要用于海洋生物资源的增殖放流、海洋生物资源的养护与管理等。因此，本项目建设符合该功能区对海域保护修复和生态保护重点管控要求。

综上，本项目建设符合东营港南渔业用海区的规划要求。

##### d. 黄河口生态保护区

本项目位于黄河口生态保护区之外，不占用该功能区空间，不在内进行开发利用。本项目新建\*\*至\*\*海底输油管道距离该功能区最近距离为\*\*km，施工阶段挖沟埋设掀起的悬浮物，对周边海水水质的最大影响距离为\*\*km。本项目正常建设和生产阶段不会对周边功能区海域生态环境造成影响，符合该功能区对海域保护修复和生态保护重点管控要求。因此，本项目建设符合黄河口生态



保护区的规划要求。

e. 黄河口东工矿通信用海区

本项目位于黄河口东工矿通信用海区之外，不占用该功能区空间，不在内进行开发利用。因此，本项目建设符合黄河口东工矿通信用海区的规划要求。

综上所述，项目建设符合《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》的要求。



表 4.4-1 项目所在东营市国土空间总体规划分区登记表

类型	功能区代码	功能区名称	位置关系	空间用途准入	开发利用方式	海域保护修复	生态保护重点
渔业用海区	1-3	东营港南渔业用海区		基本功能为渔业用海，兼容游憩用海、工矿通信用海等功能。在船舶习惯航路和依法设置的锚地、航道及两侧缓冲区禁止养殖。加强渔业资源养护，合理控制养殖密度。水产种质资源保护区按照《水产种质资源保护区管理暂行办法》进行管理，禁止在水产种质资源保护区内从事围海造地或围填海工程。渔业设施建设应合理规划利用岸线，严格执行海域使用申请审批制度。用海活动需满足黄河泥沙需求。保障黄河三角洲国家级自然保护区用海，按照自然保护区、国家公园相关法律法规要求进行管理。在符合法律法规的前提下，仅允许国家和省有关文件规定的对生态功能不造成破坏的有限人为活动。	严格限制改变海域自然属性，渔港建设区允许适度改变海域自然属性，渔港内工程用海鼓励采用多突堤式透水构筑物方式。鼓励开放式用海，允许小规模建设石油平台基座、油田后勤服务基础设施。	对水生生物资源进行养护和生态修复。允许进行沿海防潮堤坝建设，鼓励对人工岸线进行生态化改造。	半滑舌鳎为主的经济鱼类；黄河口文蛤等传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等。
渔业用海区	1-2	河口-利津渔业用海区		基本功能为渔业用海，兼容工矿通信用海等功能。加强渔业资源养护，控制捕捞强度，合理控制养殖密度。保障海底电缆管线安全。	严格限制改变海域自然属性，允许进行海底电缆等电力配套设施建设，鼓励开放式用海。	加强水生生物资源进行养护和生态修复。传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等。	无
工矿通信用海	3-1	埕北工矿通信用海区		基本功能为工矿通信用海，兼容渔业用海等功能，优先保障油气勘探与开发的用海需求；保障海底电缆管线安全。加强对石油平台和管线的安全检查，防止溢油事故发生。	严格限制改变海域自然属性。允许进行海底电缆等电力配套设施建设，石油平台建设采用透水构筑物	优化海岸景观设计。	无



类型	功能区 代码	功能区 名称	位置关系	空间用途准入	开发利用方式	海域保护修复	生态保护重点
					形式。		
交通运输 用海区	2-1	东营港交 通 运输用海 区		基本功能为交通运输用海,兼容工矿通信用海,基本功能未利用时兼容渔业等功能。保障交通运输用海,航道及两侧缓冲区内禁止养殖。港口建设应满足黄河泥沙的需求。	允许适度改变海域自然属性,港口内工程鼓励采用多突堤式透水构筑物用海方式。	防治水域污染。定期疏浚,保障航道水深地形条件。	无
生态 保护区	/	黄河口 生态保护 区		保障黄河三角洲国家级自然保护区用海,按照自然保护区、国家公园相关法律法规要求进行管理。在符合法律法规的前提下,仅允许国家和省有关文件规定的对生态功能不造成破坏的有限人为活动。	/	保持自然岸线形态、长度和邻近海域底质类型的稳定,对侵蚀岸段进行合理整治。对水生生物资源进行养护和生态修复。	原生性湿地生态系统及珍禽;蛭类(小刀蛭、大竹蛭、缢蛭)为主的底栖贝类。





#### 4.4.3 《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》

2021 年 12 月山东省自然资源厅印发《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》，《规划》明确要依托国土空间生态保护格局，聚焦重点生态功能区，构建“两屏、三带、三原、一海”生态修复格局，对国土空间生态修复进行分区。具体分为鲁中南水土保持与水源涵养生态修复区、鲁东低山丘陵水土保持生态修复区、鲁北滨海生物多样性保护区、鲁西南沉积平原土地综合治理区、鲁西北黄泛平原人居环境提升区、海域海岛生态修复区 6 个区。在此基础上，我省划定七大生态修复重点区域，分别为鲁中南山地丘陵、鲁东低山丘陵、黄河三角洲、黄河沿线、大运河沿线、近岸海域生态修复重点区和鲁西南采煤塌陷地治理重点区。

本项目新建平台位于山东省国土空间生态修复分区范围之外，见图 4.4-4。新建\*\*至\*\*海底输油管道部分路由（约\*\*km）位于海域海岛生态修复区；新建工程设施均位于近岸海域生态修复重点区之外，见图 4.4-5。

根据《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》，“海域海岛生态修复区管辖海域面积 46300 平方千米。包括渤海和黄海海域及其所属岛屿，涉及滨州、东营、潍坊、烟台、威海、青岛、日照等 7 个市。该区海岸类型多样，海岸线绵长，岬湾相间，拥有滩涂、盐沼、海岛、海湾、河口等多种典型海洋生态系统。生态修复主导方向为打造“蓝色海湾”，修复黄金岸线，推进海岛整治和生态修复。”经论证，本项目正常建设和运营不会对周边海域海水水质、沉积物及海洋生物生态环境产生明显影响，管线建设对海域海岛生态修复区影响较小，且新建工程设施均位于近岸海域生态修复重点区之外。因此，项目建设符合《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》。



图 4.4-4 本项目与《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》中的国土空间生态修复分区位置关系

图 4.4-5 本项目与《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》中的近岸海域生态修复重点区位置关系



#### 4.4.4 海洋主体功能区规划符合性分析

##### 4.4.4.1 《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《全国海洋主体功能区规划》（2015 年 8 月 1 日），海洋主体功能区按开发内容可分为产业与城镇建设、农渔业生产、生态环境服务三种功能。依据主体功能，将海洋空间划分为以下四类区域：

优化开发区域，是指现有开发利用强度较高，资源环境约束较强，产业结构亟需调整和优化的海域。优化开发区域包括渤海湾、长江口及其两翼、珠江口及其两翼、北部湾、海峡西部以及辽东半岛、山东半岛、苏北、海南岛附近海域。

重点开发区域，是指在沿海经济社会发展中具有重要地位，发展潜力较大，资源环境承载能力较强，可以进行高强度集中开发的海域。包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。

限制开发区域，是指以提供海洋水产品为主要功能的海域，包括用于保护海洋渔业资源和海洋生态功能的海域。包括海洋渔业保障区、海洋特别保护区和海岛及其周边海域。

禁止开发区域，是指对维护海洋生物多样性，保护典型海洋生态系统具有重要作用的海域，包括海洋自然保护区、领海基点所在岛屿等。

本项目新建海底输油管道部分穿越优化开发区域中的山东半岛，该区域发展重点为：强化沿海港口协调互动，培育现代化港口集群；加快发展海洋新兴产业；建设具有国际竞争力的滨海旅游目的地；开展现代渔业示范建设；推进莱州湾、胶州湾等海湾污染治理和生态环境修复；有效防范赤潮、绿潮等海洋灾害对海洋环境的危害。

该区域的发展方向与开发原则是，优化近岸海域空间布局，合理调整海域开发规模和时序，控制开发强度，严格实施围填海总量控制制度；推动海洋传统产业技术改造和优化升级，大力发展海洋高技术产业，积极发展现代海洋服务业，推动海洋产业结构向高端、高效、高附加值转变；推进海洋经济绿色发展，提高产业准入门槛，积极开发利用海洋可再生能源，增强海洋碳汇功能；严格控制陆源污染物排放，加强重点河口海湾污染整治和生态修复，规范入海排污口设置；有效保护自然岸线和典型海洋生态系统，提高海洋生态服务功能。



新建海底输油管道施工阶段挖沟铺设时将会产生悬浮物，根据环境影响预测结果，该条新建海底输油管道施工阶段挖沟埋设掀起的悬浮物，对周边海水水质的最大影响距离为\*\*km，最长\*\*小时后可恢复排放前水质。对海洋环境影响轻微且短时间内可恢复。海底输油管道铺设完成后正常生产阶段不会对周围海域生态环境造成不利影响。因此，在此区域新建海底输油管道与山东半岛优化开发区域的发展方向和开发原则不存在冲突，符合优化开发区的相关要求。

本项目其他新建设施所处海域属于重点开发区域中的海洋工程与资源开发区。“海洋工程和资源开发区”的定义为“国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。”该区域要求“海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件”。

渤中 26-6 油田开发项目（二期）为油气资源勘探开发项目，项目与重点开发区域矿产资源勘探开发利用的定位相符合。本项目不涉及围填海，开发过程将严格按照相关规定进行环境影响评价及海域使用论证工作。污染物的处理、排放和处置严格遵守污染物排放管理要求，生产阶段含油生产水处理后全部回注地层，减少对工程周边海域生态系统的影响。建设单位制定严格的环境管理制度，本项目投产之前将修订溢油应急预案并取得备案，项目建成后将严格按照备案的溢油应急预案做好应急准备和响应工作，以避免发生重大环境污染事件。综上所述，本项目符合全国海洋主体功能区规划要求。

综上，本项目符合《全国海洋主体功能区规划》对该海域的规划要求。

#### 4.4.4.2 《山东省海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《山东省海洋主体功能区规划》，本项目新建平台均位于山东省海洋主体功能区规划范围外，新建\*\*至\*\*海底输油管道部分穿越山东省东营市垦利区海域限制开发区域，穿越长度为\*\*km，新建 BZ26-6 WHPD 平台与该限制开发区域最近距离约\*\*km，见图 4.4-6。

本项目所处的东营市垦利区海域限制开发区域为生物多样性保护重点海洋生态功能区。管理要求为“加强黄河口三角洲国家级自然保护区的管理，维护黄河口生态系统及生物物种多样性，保持河口容砂功能，保障河口行洪安全。以东营市现代渔业示范区为核心，发展水产品精深加工、休闲观光渔业等适宜



产业。建设集生产、加工、商贸、旅游、科研为一体，全国一流的生态高效养殖、良种繁育和精深加工基地。适度发展滨海生态旅游，优化油气勘探开发，保护海洋生态环境。”

本项目为海洋油（气）开发及附属工程，与垦利区海域限制开发区域的管理要求“优化油气勘探开发”相符合。本项目严格执行环境污染防治措施及生态保护措施，新建\*\*至\*\*海底输油管道部分穿越山东省东营市垦利区海域限制开发区域，海底管道施工阶段污染物最大影响距离为\*\*km，在海上建设阶段产生的污染物对环境的影响属于短期、可恢复的。生产运行过程中产生的主要污染物为含油生产水，经处理达标后全部回注地层；其它污染物排放量相对较小，污染物排放后对周围环境（水质、底质及生态）的影响范围和程度较小。

综上所述，本项目的建设符合《山东省海洋主体功能区规划》的管理要求相兼容。

图 4.4-6 本项目与山东省海洋主体功能区规划位置关系示意图

#### 4.4.5 “三区三线”中的海洋生态保护红线符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2207号），山东省完成了“三区三线”划定工作，划定成果符合质检要求，自2022年10月14日起正式启用，作为建设项目用地用海组卷报批的依据。本项目位于山东省“三区三线”海洋生态保护红线划定范围外，距离最近的海洋生态保护红线是保护地一般控制区，新建\*\*至\*\*海底输油管道距离该红线一般区最近约\*\*km，本项目与山东省生态保护红线位置关系见图4.4-7。

本项目新建\*\*至\*\*海底输油管道挖沟埋设时产生的悬浮物对周边海水水质的最大影响距离为\*\*km，最长\*\*小时后可恢复排放前水质。

综上，本项目在建设阶段和正常生产阶段不会对周边海洋生态保护红线造成不利影响。



图 4.4-7 本项目与“三区三线”中的海洋生态保护红线位置关系图

#### 4.4.6 “三线一单”符合性分析

2021 年 1 月 1 日，山东省人民政府发布了《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（鲁政字〔2020〕269 号），就实施生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、生态环境准入清单生态环境分区管控提出了相关意见，并提出各市政府是辖区“三线一单”编制和实施的主体。

2021 年 6 月 30 日，东营市人民政府发布《东营市人民政府关于印发东营市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（东政字[2021]23 号），根据该文件，本项目新建 BZ26-6 WHPD 平台距离一般管控单元最近，最近距离为\*\*km，新建\*\*平台至\*\*平台海底输油管道穿越一般管控单元，穿越长度为\*\*km。本项目新建设施与东营市环境管控单元位置关系详见图 4.4-8。

一般管控单元准入要求。引导产业科学合理布局，鼓励建设项目入园管理。落实污染物总量控制要求，加强工业污染物排放管控。加快环保基础设施建设，推进城乡生活污染治理。改善灌排条件，促进测土配方等绿色农业技术推广，控制农业面源污染。对区域环境风险源进行评估。根据资源环境承载能力，合理控制开发强度。实行能源资源消耗总量和强度双控，提高能源资源利用效率。推进城市节水、节地建设，提高综合利用效率。

本项目新建\*\*平台至\*\*平台海底输油管道道仅在施工期对周边海洋环境产生局部的、暂时的影响，根据环境影响预测结果，该条新建海底输油管道施工阶段挖沟埋设掀起的悬浮物，对周边海水水质的最大影响距离为\*\*km，最长\*\*小时后可恢复排放前水质。施工期将采取合理的施工方式，尽量缩短海上铺设作业时间，尽量减少施工期的影响。海底输油管道铺设完成后正常生产阶段不会对周围海域生态环境造成不利影响。

其他新建设施正常生产阶段依托\*\*平台分出的少量生产水经处理达标后全部回注地层，不排海；船舶污染物除生活污水和食品废弃物处理达标后排放外，其他船舶污染物均分类回收后运回陆地处理。仅非钻井油层水基钻井液、非钻井油层水基钻井液钻屑、海管/缆挖沟埋设时产生的悬浮物排放。根据环境影响





预测结果，各类污染物排放对周边海域的最大影响不超过\*\*km。不会对东营市“三线一单”的一般管控单元产生影响，符合东营市“三线一单”生态环境分区管控方案。

图 4.4-8 本项目与山东省“三线一单”生态环境分区位置关系图

图 4.4-9 本项目与东营市“三线一单”生态环境分区位置关系图

#### 4.4.7 其他相关规划符合性分析

##### 4.4.7.1 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出：“十四五期间，实施能源资源安全战略，坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，完善产供储销体系，增强能源持续稳定供应和风险管控能力，实现煤炭供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系；持续改善环境质量，深入打好污染防治攻坚战，建立健全环境治理体系，推进精准、科学、依法、系统治污，协同推进减污降碳，不断改善空气、水环境质量，有效管控土壤污染风险。”

本项目属于海洋油（气）工程及其附属工程，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

##### 4.4.7.2 《山东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

根据《山东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，“强化能源供给保障，稳定省内能源生产，实施减量替代，稳步发展大型高效清洁煤电。优化省外能源基地开发布局，推动渤海油气资源在我省登陆，积极参与海外资源采购；持续改善空气质量。统筹推进大气污染防治和应对气



候变化，实施差异化管理，稳步提高空气质量优良天数比率，基本消除重污染天气。”渤中 26-6 油田开发项目（二期）属于海洋油（气）开发及其附属工程，项目建设符合《山东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

#### 4.4.7.3 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》符合性分析

《重点海域综合治理攻坚战行动方案》【环海洋[2022]11 号】重要任务提出巩固深化渤海渔港环境整治成果；严格海洋伏季休渔监管执法，实施现代化海洋牧场建设，开展渔业资源增殖放流，清理取缔涉渔“三无”船舶以渤海为重点；加强海洋石油勘探开发环境风险源排查整治和溢油风险监控，按照沿海地方统一部署，围绕“水清滩净、鱼鸥翔集、人海和谐”的美丽海湾目标要求，保护好自然禀赋优良的海湾生态环境，加强受损海湾“一湾一策”综合治理，因地制宜推进重点海域的美丽海湾建设，加强海湾生态环境常态化监测监管。到 2025 年，形成一批具有全国示范价值的美丽海湾。

本项目参与作业的船舶产生的船舶污染物的排放与处理严格执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》等相关要求；项目投产后将按规定开展渔业资源增殖放流；在建设阶段和生产阶段加强溢油防控，本项目投产之前将修订溢油应急预案并进行备案，并配备有效的溢油应急设备，最大限度防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。因此，本项目符合《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的要求。

#### 4.4.7.4 《“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

根据《“十四五”海洋生态环境保护规划》，“保护海洋生态系统和生物多样性：完善海洋自然保护地网格、加强海洋生态系统保护、加强海洋生物多样性保护；防范环境风险，有效应对海洋突发环境事件和生态灾害：防范海洋突发环境事件风险、健全海洋突发环境事件和生态灾害应急响应体系；强化海洋工程和海洋倾废环境监管。”

本项目距离周边国家级自然保护区等在\*\*km 以上，在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到\*\*km 外的海洋保护区内的海洋环境质量，不会对海洋生物多样性造成影响。本项目制定详细的污染事故应急预案，做到事前防范，形成严格的风险防范体系。对运营期可能发



生的污染事故进行预测和防范,在新建BZ26-6 WHPC平台和新建BZ26-6 WHPD平台上将配备溢油应急物资,结合周边已有的溢油应急物资,针对溢油事故形成系统预警方案,加强运营期的管控,严格相关的船舶污染监管。因此,本项目建设符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

#### 4.4.7.5 《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

根据国家能源局发布的《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号），到2025年，国内能源年综合生产能力达到46亿吨标准煤以上，原油年产量回升稳定在2亿吨水平，天然气年产量达到2300亿立方米以上。本项目为海洋油气资源勘探开发项目，与《“十四五”现代能源体系规划》的目标相符。

《山东能源发展“十四五”规划》提出：“推动油气增储稳产，加大海上油气藏开发，“十四五”期间，原油、天然气分别稳定在2100万吨、4亿立方米左右。加强油气对外合作，重点加强与中石油、中石化和中海油等上游企业战略合作，扩大油气调入规模。”

本规划属于海洋油（气）开发及其附属工程，符合《山东省能源发展“十四五”规划》的要求。

#### 4.4.7.6 《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

本项目与山东省“十四五”海洋生态环境保护规划位置关系见图4.4-10。本项目新建平台位于《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》范围之外，新建管缆穿越《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》管辖海域，穿越距离为\*\*km。

本项目不涉及围填海，不占用岸线，不会对海滩、岸线造成影响。建设阶段海底管缆挖沟埋设，扰动的悬浮物会对海床造成短期、暂时、小范围的影响，施工结束后很快恢复到本底水平；生产阶段含油生产水回注地层，不会损害海洋生态系统的稳定性和完整性。建设单位将制定严格的环境管理制度，并配备有效的溢油应急设备，以避免发生重大环境污染事件。综上所述，本项目建设符合《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

图 4.4-10 本项目与山东省“十四五”海洋生态环境保护规划位置关系示意图

#### 4.4.7.7 《山东省能源发展“十四五”规划》符合性分析

《山东省能源发展“十四五”规划》提出，“推动油气增储稳产，加大海上油气藏开发，“十四五”期间，原油、天然气分别稳定在 2100 万吨、4 亿立方米左右。加强油气对外合作，重点加强与中石油、中石化和中海油等上游企业战略合作，扩大油气调入规模。”

本项目属于海洋油（气）开发及附属工程，对推动油气增储稳产有促进作用，符合《山东省能源发展“十四五”规划》要求。

#### 4.5 陆上工程环境功能区划及相关规划符合性分析

##### 4.5.1 《山东省国土空间规划（2021-2035）》符合性分析

国务院于 2023 年 9 月 20 日批复《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2023〕102 号），山东省人民政府于 2023 年 12 月 27 日印发《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（鲁政发〔2023〕12 号）（以下简称“规划”）。规划落实国家重大战略部署，以国家农产品主产区格局、国家粮食安全产业带、“三区四带”生态安全屏障、“两横三纵”城镇化战略格局等为依据，围绕国土空间保护开发的目标和战略，统筹划定三条控制线，科学确定主体功能分区，推动形成主体功能明显、优势互补、高质量发展的国土空间开发保护新格局，促进人与自然和谐共生。

规划中提出，耕地和永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途；生态保护红线内，自然保护区核心区原则上禁止人为活动；自然保护区核心区外禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动；城镇开发边界内，各类建设活动严格实行用途管制，按照规划用途依法办理有关手续，并加强与水体保护线、绿地系统线、基础设施建设控制线、历史文化保护线等协同管控。

本项目选址位于城镇开发边界内的集中建设区，不占用耕地和永久基本农田、生态保护红线，符合《山东省国土空间规划（2021-2035）》基于“三区三线”





构建国土空间新格局的要求。

图 4.5-1 本项目与山东省“三区三线”位置关系图

#### 4.5.2 《滨州市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

2023 年 11 月 2 日，山东省人民政府以鲁政字〔2023〕201 号批复同意《滨州市国土空间总体规划（2021-2035 年）》。

规划中“第三章国土空间格局优化”提出：“立足资源环境本底承载能力，落实主体功能定位，融入区域战略，守住空间底线，统筹农业、生态、城镇三大空间，划定规划分区，构建主体功能明显、优势互补、高质量发展的国土空间开发保护新格局。”；耕地和永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途；生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动；严格城镇开发边界外的空间准入，不得进行城镇集中建设，完善农业生产生活与生态系统服务功能。北海经济开发区工业用地控制线划定范围主要分布在北海经济开发区产业园和西港经济园。

本项目不占用耕地和永久基本农田、生态保护红线，项目位于北海经济开发区工业用地控制线划定的北海经济开发区产业园内，符合规划“三区三线”新空间布局要求。

图 4.5-2 本项目与滨州市“三区三线”位置关系图

#### 4.5.3 《滨州北海经济开发区马山子镇总体规划（2018-2035）》

《滨州北海经济开发区马山子镇总体规划（2018-2035）》的总体发展目标为坚持“循环经济、低碳发展共荣、生态持续、美丽宜居”的发展理念，立足区域，依托区位优势、便利的交通条件，重点处理好经济发展与生态环境保护关系，逐步将建设成为经济可持续发展、产业特色鲜明、城乡协调共荣、文化事业繁荣、生态环境优美的生态宜居新镇。

镇区总体规划确定城镇性质为以临港产业，物流配套，高端化工、文化旅



游产业为主，为滨州北部滨海区域提供后勤保障的现代服务业产业基地，特色明显、功能完善、生态宜居的现代化滨港小镇。

《滨州北海经济开发区马山子镇总体规划（2018-2035）》第四章镇区总体规划涵盖镇区总体布局、道路交通规划、工业及仓储用地规划、居住用地规划等。规划提出：至规划期末，环境治理成效显著，城镇大气环境、水环境和噪声环境质量稳定达标，实现经济的可持续发展；产业发展模式需低碳发展；马山子镇工业用地内主要安排二类工业和部分三类工业，以新能源新材料、高端化工、装备制造与冶金产业为主导产业。仓储物流用地位于项目集中西南，省道疏港路东侧。形成以外贸进出口的集散、转运、加工等业务为主，建设集运输、装卸、中转、仓储、拆拼加工等为一体的现代物流园区。

本项目位于规划中的二类工业用地范围内（见图 4.5-3），与规划的用地布局相符。本项目在滨州终端在建工程的基础上扩大终端的天然气处理工程规模，开发利用渤海湾丰富的天然气资源，有助于当地构建低碳能源结构，改善大气环境质量，符合“至规划期末，环境治理成效显著，城镇大气环境、水环境和噪声环境质量稳定达标，实现经济的可持续发展”的生态环境目标。因此，本项目的建设符合马山子镇总体规划要求。





图 4.5-3 滨州终端与马山子镇镇区土地利用规划关系图



#### 4.5.4 “三线一单”符合性分析

##### 4.5.4.1 环境管控单元要求

《关于发布 2023 年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（2024 年 4 月 15 日）将滨州市划分为优先保护、重点管控、一般管控三大类共 119 个环境管控单元。

通知中提出：重点管控单元以产业高质量发展和环境保护协调为主，优化空间布局，促进产业转型升级改造，加强污染物排放监管、污染治理和环境风险防控，进一步提升资源利用效率，深化推进中心城区、城镇开发区在各领域污染物减排；聚焦产业结构与能源结构调整，深化“三线一单”生态环境分区管控中协同减污降碳要求，……以重点管控单元为基础，强化对重点行业减污降碳协同管控，分区分类优化生态环境准入清单，推动构建促进减污降碳协同管控的生态环境保护空间格局。

本项目终端位于滨州市重点管控单元内。

本项目在滨州终端的基础上扩大终端的天然气处理工程规模，向滨州市提供丰富的清洁能源，为“鼓励天然气、电力等清洁能源替代煤炭消费”的准入要求提供支撑，有助于当地产业的高质量发展、产业的转型升级改造；同时天然气作为清洁能源有利于当地污染物的大幅减排，符合重点管控单元产业高质量发展和环境保护定位。综上所述，本项目符合分区管控要求。

图 4.5-4 本项目与滨州市分区管控单元的位置关系示意图

表 4.5-1 本项目与滨州市生态环境准入总体清单符合性分析

管控维度	环境准入总体清单	本项目
污染物排放管控 污染物排放 排放管控 空见	<p>(1.16) 严格控制新上耗煤项目审批、核准、备案，鼓励天然气、电力等清洁能源替代煤炭消费。严格控制燃煤机组新增装机规模，新增用电量主要依靠非化石能源发电和外输电满足。</p> <p>(1.22) 严格建设项目环境准入。……严格涉 VOCs 建设项目环境影响评价，实行区域内 VOCs 排放等量或倍量削减替代，并将替代方案落实到企业排污许可证中，纳入环境执法管理……</p>	<p>本项目在滨州终端基础上扩大终端的天然气处理工程规模，属于海气登陆，为滨州市提供丰富的清洁能源，为“鼓励天然气、电力等清洁能源替代煤炭消费”的准入要求提供支撑；本项目 VOCs 排放倍量削减替代。</p>



污染物排放管控	(2.1) 二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物（VOCs）全面落实大气污染物特别排放限值。	本项目运营期正常情况下二氧化硫、氮氧化物、颗粒物和挥发性有机物执行大气污染物特别排放限值。
资源开发效率要求	(4.1) 严格新增地下水取水水源论证和取水许可审批。	本项目用水来自园区供水，不新增地下水取水。

本项目在滨州终端的基础上扩大终端的天然气处理工程规模，属于海气登陆，为滨州市提供丰富的清洁能源，为“鼓励天然气、电力等清洁能源替代煤炭消费”的准入要求提供支撑，本项目运营期正常情况下二氧化硫、氮氧化物、颗粒物和挥发性有机物执行大气污染物特别排放限值，同时本项目不取用地下水。综上所述，本项目符合环境准入清单要求。

## （2）滨州市工业园区生态环境准入清单

对照该《清单》中滨州北海经济开发区生态环境准入清单（环境管控单元编码 ZH371620007），对本项目的准入相符性分析见表 4.5-2。

表 4.5-2 本项目与滨州北海经济开发区生态环境准入清单符合性分析

管控维度	滨州北海经济开发区生态环境准入清单	本项目
空间布局约束	(1.2) 从严审批高耗水、高污染物排放、产生有毒有害污染物的建设项目。 (1.3) 在建设中要注意对园区北片区西侧靠近山东滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区的影响，不改变自然保护区的环境功能，开发建设过程中应严格按照规划实施，禁止违规占用生态保护区。	本项目不属于高耗水、高污染物排放项目；距离山东滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区较远，不会改变保护区功能。
污染物排放管控	(2.3) 禁止稀释排放或者以不正常运行污水处理设施等逃避监管的方式偷排工业废水。 (2.4) 按照《山东省“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》要求，采取源头削减、过程控制、末端治理全过程防控措施，全面加强 VOCs 污染防治。	本项目废水经终端污水处理站除油预处理后排放至临港化工产业园污水处理厂处理；满足《山东省“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》要求
环境风险防控	(3.2) 生产、使用、储存、运输危险化学品的企业事业单位，应当采取风险防范措施，编制突发环境事件应急预案，预防环境污染事故的发生。 (3.3) 园区完善区内风险防控体系，形成区域联防联控。	滨州终端一期项目已落实突发环境事件应急预案，本项目投产前重新修订后，报行政主管部门备案，并与园区形成区域联防联控。
资源开发效率要求	(4.2) 禁采深层承压水。	本项目用水取自工业园区供水，不开采地下水。

本项目不属于高耗水、高污染物排放项目；距离山东滨州贝壳堤岛与湿地



国家级自然保护区较远，不会改变保护区功能；新增废水经终端污水处理站除油预处理后排放至临港化工产业园污水处理厂处理；滨州终端一期项目已落实突发环境事件应急预案，本项目投产前重新修订后，报行政主管部门备案，并与园区形成区域联防联控；不开采地下水。综上所述，本项目符合滨州北海经济开发区生态环境准入清单要求。

#### 4.5.5 工业园区规划概况

##### 4.5.5.1 《滨州临港化工产业园总体规划》

滨州临港化工产业园位于滨州北海经济开发区内，2018年8月30日，北海经济开发区管委会下发了《关于同意设立滨州临港化工产业园区的通知》（滨北海管委会〔2018〕35号），同意设立滨州临港化工产业园。2019年北海经济开发区组织完成了《滨州临港化工产业园总体规划环境影响报告书》，2019年4月19日由滨州市生态环境局出具审查意见（滨环函字〔2019〕37号）。《滨州临港化工产业园总体规划（2018-2025年）》于2019年4月20日取得了滨州市人民政府《关于同意实施<滨州临港化工产业园产业总体规划>》的批复（滨政字〔2019〕49号）。2019年6月26日，山东省人民政府确定了第四批化工园区和专业化工园区名单（鲁政办字〔2019〕113号）。2022年，北海经济开发区管委会对《滨州临港化工产业园总体规划（2018-2025年）》进行了调整，形成了《滨州临港化工产业园总体规划（2019-2025年）》。

##### （1）规划范围

滨州市人民政府于2019年4月20日批复的《滨州临港化工产业园总体规划（2018-2025年）》中，滨州临港化工产业园的规划总面积为16.65平方公里，规划范围为东邻经十四路、西至疏港路、北起国道G228、向南规划至郝家沟路。

山东省人民政府于2019年6月26日确定的第四批化工园区和专业化工园区名单中，滨州临港化工产业园的规划总面积为12.57平方公里，规划范围为东至经十四路、西至疏港路向东350米、南至郝家沟路、北至G228国道南侧。

2022年6月修订完成的《滨州临港化工产业园总体规划（2019-2025年）》中，滨州临港化工产业园的规划总面积为12.57平方公里，规划范围为东邻经十四路、西至疏港路、北起国道G228、向南规划至郝家沟路。

##### （2）规划期限



滨州临港化工产业园总体规划的规划期限为 2019 年~2025 年。

### （3）总体布局规划

滨州临港化工产业园位于滨州市北部的北海经济开发区，距离滨州市区约 70 公里。园区规划形成“一园、七区、多点”空间布局，“一园”指滨州临港化工产业园，“七区”指空间形成的精细化工项目区、PDH-PO/TBA-IIR 项目区、新材料高端化品项目区、轻烃-烯烃项目区、公用工程及化学品铝项目区、碳基材料项目区、海洋化工及磷硫化工项目区，“多点”指点状分布、辐射周边的公用工程设施。

### （4）符合性分析

#### 1) 项目选址

滨州终端一期整体位于滨州临港化工产业园西南方向，紧邻园区；本次新增征地部分位于滨州临港化工产业园内，见图 4.5-8。

#### 2) 产业定位

滨州临港化工产业园按照滨州市“打造世界高端化工基地”的总体部署，根据化工产业发展趋势及本地比较优势，沿着“3610”创业期阶段性目标，重点布局烯烃原料项目，并拓展下游化工新材料和精细化工行业，打造大型“气头化尾”轻烃一体化特色化工项目区；充分利用当地资源优势，在现有产业基础上进一步延伸发展海洋化工，形成以海洋资源为原料的高端化学品项目区；结合周边产业需求，建设碳基新材料和公用工程及化学品铝项目区，与铝产业实现高质量协同发展。

根据规划产业功能分区“三、轻烃-烯烃项目区集合利用国内、国外轻烃资源，采用 K-COT（催化裂解）或 SC（蒸汽裂解）工艺技术，建设百万吨乙烯联合装置，延伸加工绿色、高端石化产品。包括 EO/EG（环氧乙烷/乙二醇）、高端聚烯烃、TPV（热塑性硫化橡胶）以及 SM（苯乙烯）、AN（丙烯腈）共聚 AS/ABS 等产品，推动中国海油渤中 19-6 凝析油气田所产 248 万立方米/年凝析油利用项目。”

滨州终端为轻烃-烯烃项目区提供丰富的原料，本次扩建将渤中 26-6 丰富天然气资源引入园区，支持轻烃-烯烃项目区设百万吨乙烯联合装置，延伸加工绿色、高端石化产品，符合打造“大型“气头化尾”轻烃一体化特色化工项目区”的发展定位。





本项目与滨州临港化工产业园范围位置关系见图 4.5-5。

图 4.5-5 本项目与滨州临港化工产业园规划范围位置关系图

滨州临港化工产业园管委会委托山东海美依项目咨询有限公司承担《滨州临港化工产业园总体发展规划（2018-2025 年）》的环境影响评价工作；2019 年 4 月 19 日，滨州市生态环境局在北海经济开发区主持召开了《滨港临港化工产业园总体发展规划环境影响报告书》审查会，出具了审查意见（滨环函字〔2019〕37 号）。

表 4.5-3 本项目与规划环评及审查意见符合性分析

规划环评内容	本项目
<p>8.1.1.7 废气污染物可接纳行分析</p> <p>针对环境容量方面存在的问题，园区的规划建设过程中应落实以下措施：</p> <p>区域背景 PM<sub>10</sub> 年均值超标现象，须采取如下措施：</p> <p>③入驻项目实施倍量替代：</p>	<p>本项目废气污染物均实施倍量替代，且来源指标明确。</p>
<p>8.1.2 水环境容量分析</p> <p>“为减轻园区排水对区域地表水环境质量的影响，本次评价对园区污水厂从严要求。园区内的企业废水经厂区污水处理站预处理后统一收集至园区规划污水厂处理”</p>	<p>本项目扩建现有污水预处理设施，将生产废水与生活污水预处理满足园区污水处理厂接管指标后排入园区污水处理厂。</p>
<p>9.2 园区准入条件</p> <p>9.2.1 准入原则</p> <p>(2)废水经预处理可达到污水处理厂的接收标准，并确保不影响污水处理厂的处理效果，“三废”排放能实现稳定达标排放；</p> <p>(3)采用有效的回收、回用技术，包括物料回收套用、各类废水回用等；</p> <p>(6)与规划的主导产业配套、污染物较少的相关产业；</p>	<p>本项目扩建污水预处理设施，确保废水达到园区污水处理厂接受标准；本项目主要为园区及周边地区提供净化后的清洁能源天然气，与主导产业配套发展，同时产生污染物较少。</p>
<p>9.2.2.3 入园行业控制</p> <p>除表中列出的具体行业外，其他国家产业政策鼓励的高新技术产业可视情况具体分析确定是否允许准入，优先进入行业还包括以下六个原则：1、能提升规划区域内产业结构；2、有助于形成区域性产业链；3、适于区域产业特点；4、改善环保设施运行情况；5、能有效提高资源利用率；6、从其他区域等效搬迁，且按国家“十三五”环保规划要求配备相关环保设施项目。</p>	<p>本项目产品为清洁能源天然气，可供周边地区作为原料使用，有利于区域产业结构优化；同时作为清洁能源可替代周边煤炭使用量，可改善环保设施运行情况。</p>
<p>2.工业园区规划必须……进一步分析产业园选址的限制因素（如贝壳堤岛自然保护区等），说明规划中针对限制因素应采取的措施，包括合理避让、区域污染物减排等措施。</p>	<p>本项目选址避让保护区，同时废气污染物排放实施“倍量替代”措施，以满足区域污染物减排要求。</p>
<p>6.从园区角度强化环境风险防范措施……从园区层面对入园企业提出风险管控措施。</p>	<p>本项目依托现有事故水池容积 13500m<sup>3</sup>，新建污染雨水池 1600m<sup>3</sup>，</p>





化工产业园区规划环评及审查意见对入园企业提出相关要求，经上述逐条分析，本项目符合化工园区规划环评及审查意见的要求。

#### 4.5.6 行业及经济发展规划符合性

##### 4.5.6.1 《山东省石油天然气中长期发展规划（2016-2030 年）》

《山东省石油天然气中长期发展规划（2016-2030 年）》原文要求：统筹沿海 LNG 接收站、陆上天然气入鲁通道建设，进一步完善区域天然气管网，兼顾输调配和高压管存储气调峰，建设省级天然气运营管理平台，构建覆盖全省的“六横八纵三枢纽一环网”天然气输配网络。……加快我省天然气基础设施建设，实现管网互联互通，增强资源调配能力，保障供气安全，促进天然气产业健康、可持续发展。

本项目在滨州终端基础上扩大终端的天然气处理工程规模，把渤海湾海域丰富的天然气资源输送到滨州，增加天然气资源供给，有助于保障供气安全，因此符合《山东省石油天然气中长期发展规划（2016-2030 年）》的相关要求。

##### 4.5.6.2 《美丽山东建设规划纲要（2021-2035 年）》

山东省委办公厅、山东省政府办公厅 2022 年印发的《美丽山东建设规划纲要（2021-2035 年）》中提出：“全力推进绿色低碳发展，以碳达峰碳中和目标为引领，积极实施绿色低碳发展战略，……发展绿色低碳、循环高效的现代经济。推进重点行业绿色化升级。推动能源、钢铁、焦化、建材等重点行业“一行一策”绿色转型升级，加快存量企业及园区实施节能、节水、节材、减污、降碳等系统性清洁生产改造，加强重点领域节能技术创新，提高能源使用效率。持续优化能源结构。强化化石能源消费总量控制。大力发展新能源和可再生能源，构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。以可再生能源、核电、入鲁外电、天然气为重点，优化能源供给结构。”

本项目在滨州终端的基础上扩大终端的天然气处理工程规模，符合规划纲要中优化能源供给结构的要求。本项目助力海洋油气开发绿色低碳转型升级，积极响应“碳达峰、碳中和”战略目标。综上所述，本项目符合《美丽山东建设规划纲要（2021—2035 年）》的要求。

#### 4.5.7 环境保护相关规划符合性分析

##### 4.5.7.1 《山东省“十四五”生态环境保护规划》（鲁政发〔2021〕12 号）

《山东省“十四五”生态环境保护规划》的主要目标中的“生产生活方式绿色



转型成效显著”包含了绿色低碳发展加快推进和碳排放强度持续降低的具体目标。

《山东省“十四五”生态环境保护规划》中提到：积极推进能源生产和消费革命，加快构建清洁低碳安全高效能源体系，推进能源低碳化转型...加快推进青岛、烟台等沿海 LNG（液化天然气）接收站建设，完善天然气主干管网，提高天然气供应能力。2025 年年底前，非化石能源消费比重提高到 13% 左右；推动应对气候变化与环境污染防治统筹融合、协同增效，推进多污染物协同控制。制定工业、农业温室气体和污染减排协同控制方案，减少温室气体和污染物排放。

本项目在滨州终端基础上扩大终端的天然气处理工程规模，生产清洁的天然气供应滨州及其周边地区，有助于推动能源低碳转型、建立低碳高效体系、增加非化石能源消费占比，因此与山东省“十四五”生态环境保护规划的“化能源结构调整”的要求相符合。

#### 4.5.7.2 《滨州市“十四五”生态环境保护规划》（滨政发〔2022〕2 号）

《滨州市“十四五”生态环境保护规划》提出：主要目标是生态环境持续改善、生态系统质量和稳定性稳步提升、生产生活方式绿色转型成效显著、环境安全有效保障、现代环境治理体系建立健全。其中，生产生活方式绿色转型成效显著表现为国土空间开发保护格局得到优化，产业结构、能源结构、交通运输结构、用地结构更加合理，绿色低碳发展加快推进，能源资源配置更加高效、利用效率大幅提高，碳排放强度持续降低，简约适度、绿色低碳的生活方式加快形成；（二）深入调整能源结构壮大清洁能源规模。围绕市委、市政府“三个 1/3”能源结构调整目标，聚焦可再生能源、核能、市外来电、天然气“四大板块”，加快清洁能源开发利用。.....天然气供气量从 2020 年的 14.98 亿立方米增加到 18 亿立方米。

本项目将渤海湾丰富天然气输入滨州，在滨州终端基础上扩建天然气进站量，有助于当地调整能源和产业结构，项目符合《滨州市“十四五”生态环境保护规划》的目标和要求。

#### 4.5.7.3 《山东省“十四五”应对气候变化规划》

2022 年 3 月，山东省应对气候变化领导小组办公室印发了《山东省“十四五”应对气候变化规划》。规划提出：到 2025 年，应对气候变化取得积极成效，碳



达峰基础进一步夯实。二氧化碳排放强度持续下降，温室气体排放总量得到有效控制；气候变化影响的观测、评估及风险管控得到加强，适应气候变化能力有效提升；绿色低碳技术研发和推广应用取得新进展，气候治理能力有效增强；初步形成与经济社会发展相协调、与生态文明建设相适应、与生态环境保护相融合的应对气候变化工作新局面；强化能源消费强度和总量双控，推动能源体系清洁低碳发展，以非化石能源和天然气满足能源消费增长需求，提升能源安全保障能力。……实施天然气供应提升行动，天然气综合保供能力达到 400 亿立方米以上。（四）深化工业领域绿色低碳转型：优化石化化工行业产品与能源结构。……鼓励以电力、天然气等替代煤炭，多措并举减煤降碳。

本项目在滨州终端的基础上扩大终端的天然气处理工程规模，符合规划中提升天然气综合保供能力的要求，符合《山东省“十四五”应对气候变化规划》的目标和要求。

#### 4.5.7.4 《山东省大气污染防治条例》（2018 年 11 月 30 日修正）

条例原文中：第八条各级人民政府应当转变经济发展方式，调整能源结构和产业结构，推进循环经济和清洁生产，提高绿化率和森林覆盖率，推行绿色交通、绿色建筑，从源头上减少大气污染物的产生和排放。

本项目把渤海湾海域丰富的天然气资源输送到滨州，增加城市天然气资源供给，有助于调整能源结构，助力推进循环经济和清洁生产。综上所述，本项目符合《山东省大气污染防治条例》。

#### 4.5.7.5 《山东省深入打好蓝天保卫战行动计划（2021-2025 年）》

《山东省深入打好蓝天保卫战行动计划（2021-2025 年）》提出：要求深入学习贯彻习近平生态文明思想，以改善环境空气质量为核心，以减少重污染天气和解决人民群众身边的突出大气环境问题为重点，强化细颗粒物（PM<sub>2.5</sub>）和臭氧（O<sub>3</sub>）协同控制，推动减污降碳协同增效，实现生态环境高水平保护和经济高质量发展，为此颁布了打好蓝天保卫战的十条措施；压减煤炭消费量持续压减煤炭消费总量，‘十四五’期间，全省煤炭消费总量下降 10%，控制在 3.5 亿吨左右。非化石能源消费比重提高到 13%左右……按照“先立后破”的原则，持续推进清洁取暖改造，扩大集中供热范围，因地制宜推行气代煤、电代煤、热代煤、集中生物质等清洁采暖方式，力争 2023 年采暖季前实现平原地区清洁取暖全覆盖。”



本项目在滨州终端基础上扩大终端的天然气处理工程规模，为滨州市提供清洁能源天然气，有助于控制全省煤炭消费总量下降。同时，本项目对加快推进清洁能源替代有促进作用；丰富的天然气资源对当地推进气代煤等清洁取暖方式有积极作用。综上所述，本项目符合《山东省深入打好蓝天保卫战行动计划（2021-2025 年）》的十条措施要求。

#### 4.6 海上工程周围环境敏感目标

##### 4.6.1 国家级自然保护区

本项目周边海域国家级自然保护区为山东黄河三角洲国家级自然保护区，本项目新建工程设施距山东黄河三角洲国家级自然保护区最近距离约\*\*km。与本项目位置关系见图 4.6-1。

图 4.6-1 本项目与周边国家级自然保护区位置关系图

山东黄河三角洲国家级自然保护区位于东营市东北部黄河入海口处，是以保护黄河口新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主体的湿地国家级自然保护区。1990 年 12 月东营市人民政府批准建立黄河三角洲市级国家级自然保护区，1991 年 11 月山东省人民政府批准建立黄河三角洲省级国家级自然保护区，1992 年 10 月经国务院批准晋升为国家级自然保护区，同年 12 月成立山东黄河三角洲国家级自然保护区管理局，下设黄河口、大汶流、一千二 3 个管理站。

黄河三角洲国家级自然保护区设三处核心区，分别为黄河口管理站核心区、大汶流管理站核心区和一千二管理站核心区。

缓冲区面积为 11233hm<sup>2</sup>，占国家级自然保护区总面积的 7.34%。缓冲区范围包括以下三部分：黄河口管理站缓冲区，面积为 833hm<sup>2</sup>；大汶流管理站缓冲区，面积为 5347hm<sup>2</sup>；一千二管理站缓冲区，面积为 5053hm<sup>2</sup>。

实验区面积为 82348hm<sup>2</sup>，占国家级自然保护区总面积的 53.82%。其主要功能是对核心区起到更大的缓冲作用和与周边地区联系纽带作用，在国家法律、法规允许的范围内和在不破坏生态的前提下，可以开展科学实验、教学实习、参观考察、生态旅游、野生动物驯养繁殖及其有益于资源合理利用与生产示范等。

##### 4.6.2 国家级海洋特别保护区

项目所在海域沿岸的国家级海洋特别保护区有东营黄河口生态国家级海洋



特别保护区、东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区和东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区等，本项目与所在海域国家级海洋特别保护区的位置关系见图 4.6-2。

### （1）东营黄河口生态国家级海洋特别保护区

山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区位于东营市垦利县东部黄河下游入海处的河口海区，即黄河口-3 米等深线以东 12 海里附近海域，面积 926 平方公里，于 2008 年底由国家海洋局批准建立。分为生态保护区、资源恢复区、环境整治区和预留开发区四部分，重点监控黄河口水域生态环境和河口海区海洋生物资源。以黄河口生态系统及生物物种多样性为主要保护对象。

山东东营黄河口海域具备典型河口生态系统特征，海洋生物资源丰富，生物多样性较高，海洋资源开发和生态环境保护价值显著，该区具有丰富的石油、天然气、地热和卤虫等资源。近年来，由于黄河径流减少、河水污染物侵入，使该海区日益失去鱼虾繁殖、栖息的条件，生物资源衰退，生物多样性受到严重威胁。该保护区建立以后，将通过一系列保护和管理措施，开展海洋生物资源的可持续开发利用，使生态保护区的生物资源密度和生物量得到增长并保持相对稳定，海洋生物的栖息环境得到恢复和改善。

本项目新建 BZ26-6 WHPC 平台距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最近，约\*\*km；新建管缆距离东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最近距离约\*\*km。

### （2）东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区

山东东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区位于东营市垦利县北部海区，从-3 米到水下-10 米浅海，水域总面积 94 平方公里，以半滑舌鳎及近岸海洋生态系统为主要保护对象。该区域距离黄河入海口 80 公里，有多条河流的径流入海，集中分布有半滑舌鳎等大型底栖鱼类，还是半滑舌鳎等底栖鱼类的良好繁殖场所，其他虾蟹和贝类资源也很丰富，海洋资源开发和生态环境保护价值显著。

本项目新建 BZ26-6 WHPD 平台距离东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区最近，约\*\*km；新建管缆距离东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区最近距离约\*\*km。

### （3）东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区

东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区行政区域属于山东省东营市河口区，总面积 448.12 平方公里。主要保护以文蛤为主的底栖贝类及其赖以生存的保护环境。

保护区依其性质和作用，划分为重点保护区、生态与资源恢复区、适度利用区三个功能区，其重点保护区面积 80.16 平方公里，占保护区面积的 17.89%；生态与资源恢复区面积 166.72 平方公里，占保护区面积的 37.20%；适度利用区面积 201.24 平方公里，占保护区面积的 44.91%。

本项目新建 BZ26-6 WHPD 平台距离东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区最近，约\*\*km；新建管缆距离东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区最近距离约\*\*km。

图 4.6-2 本项目与周边海域国家级海洋特别保护区位置关系图

#### 4.6.3 国家级水产种质资源保护区

本工程周边海域的国家级水产种质资源保护区主要有辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区、黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区和黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区等。本项目新建 BZ26-6 WHPC 平台距最近的辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区最近，约\*\*km；新建海底管缆与辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区的最近距离约\*\*km，本项目与所在海域国家级水产种质资源保护区的位置关系见图 4.6-3。

##### （1）辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区总面积为 7124 km<sup>2</sup>，其中核心区面积为 1710 km<sup>2</sup>，试验区面积为 5414 km<sup>2</sup>。核心区特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日。

核心三区是由 3 个拐点顺次连线与西侧海岸线（海岸线北起东营市黄河口镇，经黄河入海口、小清河入海口，南至潍坊市白浪河入海口）所围的海域（主要保护对象有中国明对虾、文蛤、青蛤、中国毛虾）。

实验区是由 4 个拐点顺次连线与南面的海岸线（即大潮平均高潮痕迹线）所围的海域（不包括其中的 3 个核心区）。海岸线北起山东省东营市孤岛镇向南经黄河口镇、黄河入海口、小清河入海口，以白浪河入海口为拐点，向东经



潍河、胶莱河入海口到莱州市虎头崖镇转向东北经三山岛刁龙咀、辛庄镇、黄山馆镇，北至龙口市矾姆岛南侧。主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、真鲷、花鲈，另外还有蓝点马鲛、口虾蛄、半滑舌鳎、文蛤、青蛤、中国毛虾。栖息的其他物种包括银鲳、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、鳙、鳊、赤鼻棱鳊、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、鲛等。

### （2）黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区

黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区总面积 2188.9hm<sup>2</sup>。核心区面积为 778.4hm<sup>2</sup>，实验区面积 1410.5hm<sup>2</sup>。特别保护期为每年 3-8 月，主要保护对象为黄河口文蛤等。

### （3）黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区

黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区总面积为 10075.44hm<sup>2</sup>，其中核心区面积为 4120.11hm<sup>2</sup>，实验区面积 5955.33hm<sup>2</sup>。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日。保护区位于渤海湾山东省东营市利津县近海海域。主要保护对象为半滑舌鳎，其它保护物种包括花鲈、梭鱼、鲻鱼、黑鲷、中国毛虾、三疣梭子蟹、文蛤、脉红螺等。

图 4.6-3 本项目与周边海域国家级水产种质资源保护区位置关系图

#### 4.6.4 产卵场、索饵场、越冬场

根据《黄渤海区渔业资源调查与区划》（农业部渔业局编，海洋出版社），本项目周围海域主要包括游泳动物产卵场、索饵场和越冬场，分布如下。

本项目新建 BZ26-6 WHPC 平台和 BZ26-6 WHPD 平台位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、中国对虾索饵场、鳊鱼索饵场、东方鲀索饵场、带鱼索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中，其中仅新建 BZ26-6 WHPC 平台位于带鱼索饵场；新建管缆位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、东方鲀索饵场和鲈鱼越冬场中，部分穿越白姑鱼产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳊鱼索饵场、带鱼索饵场和叫姑鱼索饵场，上述产卵场与工程位置关系见图 4.2-9~图 4.2-12。

银鲳属鲳科，为暖水性中上层集群性经济鱼类。与其它近海性鱼类的产卵场分布具有极为相似的共同点：河口浅海混合海水的高温低盐区，水深一般为 \*\*~\*\*m，产卵场以河口区贯有的以泥、沙、泥沙、沙泥为主的底质。产卵期为



5 月上旬至 7 月上旬，产卵盛期为 6 月，7~11 月为主要索饵期。

黄姑鱼属石首鱼科，广泛分布于渤、黄、东、南海沿海及日本西部和韩国沿岸水域。为洄游性的暖温性底层鱼类，是洄游到渤海的重要经济鱼类之一。黄姑鱼 5 月出现于渤海，主群进入黄河口海区产卵，另有部分游向辽东湾大凌河口和滦河口海区产卵场。产卵后的鱼群在各产卵场附近水域分散索饵。6~7 月产卵后密集鱼群消失，仅莱州湾、黄河口有数量不多的分布，8 月莱州湾出现幼鱼密集中心，9~10 月幼鱼数量增多，分布面进一步扩大，整个莱州湾、黄河口以及辽东湾南部均有分布，11 月基本消失。黄姑鱼的产卵期为 5~6 月。

鲈鱼是渤海大型经济鱼类，终年栖息在近海水域，只作近距离移动，不作长距离洄游。冬季主要在渤海湾、辽东湾和莱州湾渔场的较深海域和烟威渔场、石岛渔场一带越冬，越冬期为 12 月~2 月。自早春始，逐渐游向近岸及河口附近索饵和产卵，鲈鱼的产卵场较广，主要在 $37^{\circ}\sim 39^{\circ}\text{N}$ ， $118^{\circ}\sim 120^{\circ}\text{E}$ ，水深 $20\sim 30\text{m}$ ，产卵后的鲈鱼进入深水区越冬。鲈鱼的产卵期为 8~11 月，产卵盛期为 10 月，主要索饵期为 3~8 月。

白姑鱼属石首鱼科，在我国海域均有分布，为黄海洄游到渤海产卵和索饵的底层鱼类，经济价值较高。白姑鱼 5 月在渤海中部出现，但数量很少，6~7 月集中在莱州湾产卵。8 月分布面扩大，在秦皇岛外海和黄河口附近也出现密集区，9~10 月份密集中心进一步扩大到渤海中部和辽东湾南部。11 月份主群离开渤海，仅中部有少量个体，12 月份则完全消失。白姑鱼的主要产卵期为 5~6 月，8 月中、下旬陆续游出渤海进行越冬洄游。

蓝点马鲛属鲅科，是从黄东海洄游到渤海的重要大型经济鱼类。一般 4 月下旬进入渤海的莱州湾、辽东湾、渤海湾及滦河口诸产卵场，5 月中旬至 6 月上旬为产卵期，并在附近海域分散索饵。7 月密集中心在渤海中部，10 月随水温下降，分布区逐渐移向渤海中部，11 月大部分个体游出渤海。

东方鲀属鲀科，属洄游性的近海底层鱼类。东方鲀在渤海主要有黄河口、小清河口、潍河口、滦河口、菊花岛及长兴岛等产卵场。5~6 月为产卵期，产卵后的东方鲀分布在产卵场附近索饵，秋季随着水温下降群体先后陆续游出渤海，11 月中旬开始进行越冬洄游。



图 4.6-4 本项目与产卵场位置关系图 1

图 4.6-5 本项目与产卵场位置关系图 2

图 4.6-6 本项目与索饵场位置关系图 1

图 4.6-7 本项目与索饵场位置关系图 2

图 4.6-8 本项目与越冬场位置关系图

#### 4.6.5 环境敏感目标分布

根据以上的调查分析，工程所在地周围的环境敏感目标为分为重要敏感区和一般敏感区。周边环境敏感目标见表 4.6-1。

对于重要敏感区，本项目新建设施距离海洋生态红线保护地一般控制区和东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最近，最近距离为\*\*km。距离周围其他环境敏感目标均在\*\*km 以上。

对于一般敏感区，本项目新建平台位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、带鱼索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中，其中带鱼索饵场仅有新建 BZ26-6WHPC 平台位于其中；新建平台距三疣梭子蟹索饵场\*\*km、白姑鱼产卵场\*\*km、三疣梭子蟹越冬场\*\*km，其他产卵场、索饵场和越冬场均位于评价范围外；新建管缆位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、东方鲀索饵场和鲈鱼越冬场中，部分穿越白姑鱼产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、带鱼索饵场和叫姑鱼索饵场，距离银鲳产卵场\*\*km、鳎产卵场\*\*km、三疣梭子蟹越冬场\*\*km，距离其他评价范围内的产卵场均在\*\*km 以上。

表 4.6-1 主要环境敏感目标

类型		敏感区名称	与新建平台最近距离及方位	与新建管缆最近距离及方位	敏感时间
重要敏感区	海洋生态红线区	保护地一般控制区			
		保护地核心区			



类型		敏感区名称	与新建平台最近距离及方位	与新建管缆最近距离及方位	敏感时间
一般敏感区	国家级海洋特别保护区	东营黄河口生态 国家级海洋特别保护区			
	国家级水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾 国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区			
	重要渔业水域	白姑鱼产卵场			
		黄姑鱼产卵场			
		东方鲀产卵场			
		银鲳产卵场			
		鰺产卵场			
		叫姑鱼产卵场			
		鲈鱼产卵场			
		蓝点马鲛产卵场			
		三疣梭子蟹索饵场			
		中国对虾索饵场			
		鳀鱼索饵场			
		东方鲀索饵场			
		带鱼索饵场			
		叫姑鱼索饵场			
		鲈鱼越冬场			
		三疣梭子蟹越冬场			

#### 4.7 陆上环境保护目标调查

##### 4.7.1 大气及环境风险保护目标

本项目评价范围内保护目标表 4.7-1。

表 4.7-1 本项目大气环境及环境风险敏感保护目标

序号	名称	相对方位	与本项目最近距离 (m)	属性	人口数 (人)	保护类别
1	傅家台子村			居民区		大气环境
2	魏桥单职宿舍			居民区		大气环境
3	高家庄子村			居住区		大气环境
4	田家庄子村			居住区		大气环境

##### 4.7.2 地下水环境保护目标

本项目陆上工程位于滨海区，项目场地及地下水径流下游方向无集中或分散地下水饮用水水源地（井），亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关



的其它保护区。因此，拟建项目地下水保护目标为拟建场地及地下水径流下游方向的浅层地下水。

#### 4.7.3 生态保护目标

评价范围内无生态保护目标。

#### 4.7.4 声环境保护目标

本项目位于滨州北海经济开发区内，评价范围内无声环境保护目标。

#### 4.7.5 土壤环境敏感目标

本项目位于滨州临港化工产业园西南侧，终端周边主要为盐田、工业用地、道路及道路两侧植物、空闲地等，不涉及《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表 3 中的耕地、园地、居民区、学校、医院、林地等敏感、较敏感土壤环境。本项目评价范围内无土壤环境敏感目标。



## 5 环境现状调查与评价

### 5.1 海洋环境现状调查概况

### 5.2 海水水质现状调查与评价

### 5.3 海洋沉积物质量现状调查与评价

### 5.4 海洋生态环境现状调查与评价

### 5.5 海洋生物质量现状调查与评价

### 5.6 海洋渔业资源现状调查与评价

### 5.7 陆上环境质量现状调查与评价

#### 5.7.1 项目所在区域环境空气质量达标判断

#### 5.7.2 地下水环境质量现状调查与评价

#### 5.7.3 生态环境现状调查

#### 5.7.4 土壤环境质量现状调查与评价

#### 5.7.5 声环境质量现状调查





## 6 环境影响回顾性分析

渤中 26-6 油田开发项目（二期）依托\*\*平台、\*\*平台、\*\*平台、\*\*平台、\*\*平台、\*\*平台、东营原油终端和滨州终端进行开发生产。为了更加客观地预测评价渤中 26-6 油田开发项目（二期）投产后对周围海域的环境影响，本篇将主要针对本项目所依托相关工程设施和所处海域的环境质量进行简要的回顾性分析评价。

本项目主要依托设施概况见表 6-1。

表 6-1 本项目主要依托设施概况

设施	依托功能	是否需要改造
	油、气处理	是
	油、水处理	是
	越站	是
	越站	是
	越站	否
	供电	是
	储存、外输	否
	天然气处理	是
	物流输送	否

### 6.1 依托工程开发生产状况回顾

#### 6.1.1 工程设施

##### 6.1.1.1 \*\*

\*\*项目包括 1 座中心处理平台（\*\*）、4 座井口平台（\*\*）以及相应的海底管道和电缆。

本项目依托的\*\*平台是一座 8 腿导管架中心处理平台，设\*\*个井槽，具有油气分离、原油处理、天然气脱水、含油生产水处理、油气外输、生活污水处理等功能，设\*\*人生活楼、修井机等。\*\*平台于\*\*年投产，设计寿命为\*\*年。

##### 6.1.1.2 \*\*工程

\*\*工程包括包括\*\*座中心平台（分别为\*\*和\*\*）、5 座井口平台（分别为\*\*）以及相应的海底管道和电缆，陆上工程为东营原油终端。

本项目依托的\*\*平台是一座 8 腿导管架中心处理平台，具有原油生产、分离、原油外输，含油生产水处理等功能。\*\*平台于\*\*年投产，设计寿命为\*\*年。

\*\*平台处理合格原油通过上岸管道输往位于山东省东营市的垦利油田群东营原油终端。东营原油终端主要处理来自海上垦利及周边油田群的稳定原油，



包括原油加热、脱水单元、储存单元及储运工程、公用工程和环保工程等，建设单位将根据进站油量和销售情况调整储罐租赁策略，商储库区可租赁储罐为\*\*座，总容积为\*\* $10^4\text{m}^3$ 。东营原油终端于\*\*年投产。

#### 6.1.1.3 \*\*工程

\*\*工程包括 3 座无人井口平台（分别为\*\*、\*\*、\*\*）、1 个中心处理平台（\*\*）以及相应的海底管道和电缆，新建滨州终端。

本项目依托的\*\*平台是一座集生产及生活为一体的导管架中心处理平台，主要功能为物流接收及外输、气液分离、天然气脱水、凝析油稳定、凝液回收等。\*\*平台于\*\*年\*\*月试运行，设计寿命为\*\*年。

滨州终端为天然气终端，包括天然气处理单元、二氧化碳回收单元及储运工程、公用工程和环保工程等，主体工程为天然气处理工程。天然气经脱碳后，经过制冷单元和分馏单元，生产干气、丙烷、丁烷或 LPG 和稳定轻烃产品。脱酸单元脱除的  $\text{CO}_2$  进入  $\text{CO}_2$  回收利用装置，部分生产食品级  $\text{CO}_2$ ，其余  $\text{CO}_2$  压缩外输至海上平台回注；外输干气增压计量后输往下游用户，丙烷、丁烷、LPG、稳定轻烃及食品级  $\text{CO}_2$  等液态产品进罐储存，采用管输或装车方式外销。滨州终端于\*\*年\*\*月投入试生产。

#### 6.1.1.4 \*\*工程

\*\*工程包括 1 座中心处理平台（\*\*）、8 座井口平台（分别是\*\*）及 4 座电力动力平台（分别是\*\*）以及相应的海底管道和电缆。

本项目依托的\*\*平台是一座 4 腿导管架结构电力动力平台，与\*\*平台栈桥相连，设有 220kV、110kV、35 kV、0.4kV 和 0.23kV 五个电压等级。220kV 系统通过海底电缆与陆上 220kV 变电站相连，同时通过海底电缆分别实现与\*\*平台、\*\*平台互联。\*\*平台于\*\*年\*\*月试运行，设计寿命为\*\*年。

#### 6.1.1.5 \*\*

\*\*包括 1 座中心处理平台（\*\*）、1 座无人井口平台（\*\*）以及相应的海底管道和电缆。

本项目依托的\*\*平台是 1 座 8 腿导管架中心处理平台，设有 40 个井槽，采用钻井平台钻井。平台上设有修井机，以及油气分离系统、湿气增压/脱水系统、注气系统等生产及公用设备。\*\*平台计划于 2025 年 1 月投产，设计寿命为\*\*年。



## 6.1.1.6 \*\*

\*\*包括 1 座中心平台（\*\*）、4 座无人井口平台（\*\*）以及相应的海底管道和电缆。

本项目依托的\*\*平台是 1 座 4 腿导管架中心平台，不设置生活楼，人员住宿依托\*\*，主要功能为原油处理、天然气压缩、生产水处理等，与 BZ19-6WHPA 平台栈桥连接。\*\*平台于\*\*年\*\*月试运行，设计寿命为\*\*年。

## 6.1.1.7 \*\*

\*\*工程包括 3 座无人井口平台，以及相应的海底管道和电缆，并对依托平台和滨州终端进行适应性改造。

\*\*包括 1 条滨州终端至滨州港出水点 CO<sub>2</sub> 返输陆管，长度约\*\*km，在滨州终端现有用地范围内对终端二氧化碳回收利用单元进行适应性改造。

本项目主要依托设施组成情况见表 6.1-1，现有工程物流走向见图 6.1-1。

表 6.1-1 本项目主要依托设施组成表

设施名称	设施描述
BZ26-6CEPA 平台	
BZ34-2/4CEPA 平台	
KL3-2CEPA 平台	
BZ19-6CEPA 平台	
BZ19-2CEPE 平台	
BZ34-1EPP 平台	
东营原油终端	
滨州终端	

图 6.1-1 本项目主要依托设施示意图

## 6.1.2 物流走向

已建 BZ34-2/4CEPA 平台为中心处理平台，收集来自 BZ34-2/4WHPB 井口平台、BZ34-1WHPF 井口平台和本平台井口物流进行处理，分离出的合格原油



输送至东营原油终端；分离出的天然气部分用于透平发电，其余部分进入渤西南天然气管网，后期采用岸电供电，天然气全部进入渤西南天然气管网；分离出的生产水处理达标后回注地层。

已建 KL3-2CEPA 平台为中心处理平台，处理 BZ35-2CEPA 平台、KL3-2WHPA 平台、BZ34-6/7WHPA 平台来液，分离出的气作为燃料气用于透平发电，后期采用岸电供电，天然气全部进入渤西南天然气管网；分离出的水处理达标后回注地层；处理后的合格原油经海管输送到东营原油终端。东营原油终端将上岸合格原油加热中转至库区储存和外输。

已建 BZ19-6CEPA 平台接收 BZ19-6WHPB、BZ19-6 WHPC 和 BZ19-6 WHPM 井口平台的井液，进行气液分离，脱水分离出的干气部分作为注气源，部分通过新建管道输送到在建滨州终端进一步处理；脱气稳定分离出的含水凝析油输送至已建 HYSY113 FPSO 进行油水分离、凝析油存储和外输。滨州终端的主要处理过程包括脱碳、脱水、轻烃回收，二氧化碳回收和干气输送。

BZ26-6CEPA 平台为中心处理平台，接收来自 BZ26-6WHPB 平台物流，物流经生产分离器进行气液分离，分出的气相先期（2024 年至 2039 年）有约\*\*% 在新建两座平台的注气井进行回注，2040 年约\*\*%回注，剩余部分经 BZ19-6CEPA 平台输送至滨州终端，后期（2041 年至 2054 年）全部产气输送至滨州终端；分出的液相处理至饱和蒸气压合格后输送至已建 BZ34-2/4CEPA 平台进一步处理，处理合格的原油输往东营原油终端储存，在 BZ34-2/4CEPA 平台分离出的含油生产水经处理达标后全部回注地层。

## 6.2 依托工程环评批复和环保设施竣工验收情况

本项目依托工程开发建设均按照相关法律法规的要求编制了环评报告，并在进行开发方案设计时，根据国家相关法律法规要求设计了相应的环保设施。本项目依托工程环评批复和验收批复情况见表 6.2-1。本项目依托工程已落实环评报告批复中的相关要求，具体情况见表 6.2-2。环评和竣工验收批复见本报告附件。

表 6.2-1 依托工程的环评批复及竣工验收情况

报告名称	主要建设内容	主要依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
		KL3-2CEPA 平台、东营原	2013 年 5 月 9 日获得国家海	2015 年 2 月海上工程和陆上工程取得



报告名称	主要建设内容	主要依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
		油终端	洋局批复（国海环字〔2013〕268号）	环境保护设施竣工验收批复（国海环字〔2015〕65号）；2018年11月东营原油终端生产水处理系统通过竣工环境保护验收（环验〔2018〕9号）。
		BZ19-6CEPA平台、滨州终端	2022年4月12日获得生态环境部批复（环审〔2022〕43号）	/
		BZ34-2/4CEPA平台	2014年3月17日获得国家海洋局批复（国海环字〔2014〕109号）	2016年1月取得环境保护设施竣工验收的复函（国海环字〔2016〕15号）
		BZ34-1EPP平台	2022年1月26日获得生态环境部批复（环审〔2022〕9号）	/
		滨州终端	2024年7月3日获得生态环境部批复（环审〔2024〕66号）	/
		BZ26-6CEPA平台	2023年7月14日获得生态环境部批复（环审〔2023〕75号）	/
		BZ19-2CEPE平台	2023年9月21日获得生态环境部批复（环审〔2023〕100号）	/

注：“/”表示项目暂未开展环境保护设施的竣工验收。

表 6.2-2 依托工程环评批复落实情况

环评批复	批复要求	落实情况
**	<p>污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准，严格控制污染物的排放总量和排放浓度。</p> <p>（一）海上工程：含油钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理；不含油钻屑和泥浆可排海。正常工况下，含油生产水经处理达标后全部回注地层；非正常工况下，含油生</p>	<p>产生的污染物处理和排放符合国家有关规定和标准要求。海上工程产生的含油钻井液和钻屑、船舶含油污水、生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。含油生产水处理达标后回注地层，甲板冲洗水、初期雨</p>





<p>产水经处理达标后可排海，但年最大排海天数不得超过 15 天，KL3-2CEPA 平台排海量不得超过 4121m<sup>3</sup>/d，排污混合区范围以排放口为中心 700m 半径以内海域；BZ35-2CEPA 平台排海量不得超过 10578m<sup>3</sup>/d，排污混合区范围以排放口为中心 1700m 半径以内海域。船舶机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理，甲板冲洗水、初期雨水等含油污水进入原油系统处理。生活污水经处理达标后方可排海，生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。</p> <p>（二）陆上工程：生活污水经化粪池初步处理后交环卫部门处理或排入市政管网；生产废水、冲洗废水及初期雨水等废水经收集处理满足排放要求后排入市政管网；生产垃圾集中收集处理，危险固废收集后交由有资质单位处理；生活垃圾收集后交由环卫部门处理。废气中二氧化硫、氮氧化物及废水中 COD、氨氮等污染物排放量不得超过有关主管部门的总量控制指标。</p>	<p>水等含油污水进入原油系统处理，生活污水经化粪池初步处理后交环卫部门处理或排入市政管网；生产废水、冲洗废水及初期雨水等废水经收集处理满足排放要求后排入市政管网；生产垃圾集中收集处理，危险固废收集后交由有资质单位处理；生活垃圾收集后交由环卫部门处理。废气中二氧化硫、氮氧化物及废水中 COD、氨氮等污染物排放量未超过有关主管部门的总量控制指标。</p>
<p>严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。同时，加强施工管理，避免船舶碰撞及因此引起的溢油事故。</p>	<p>在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，采取有效井眼防碰措施，加强随钻监测，无溢流和井涌情况发生。同时，施工期间严格落实船舶溢油风险防范措施，无溢油事故发生。</p>
<p>加强生产管理，优化注采方案。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测；采取有效措施确保注采平衡，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。</p>	<p>生产运行期间，建设单位加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，杜绝超压、超注现象。运营期间无“有注无采”状况发生。</p>
<p>严格落实环境风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局审查批准。发生事故时，应当立即启动应急计划，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p>	<p>建设单位严格落实了环境风险防范对策措施，编制了溢油应急计划，并在国家海洋主管部门登记备案。</p>
<p>海上施工作业应避开主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期，以减轻对渔业资源的影响，并采取增殖放流等措施对临近海域渔业资源进行养护与修复。</p>	<p>施工期间严格落实了生态保护措施，避开了主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期。制定了增殖放流方案，由天津分公司统一协调开展增殖放流，对渔业资源进行养护与修复。</p>





	陆上工程施工区四周应采用简易围屏、洒水、遮盖等措施，缩小扬尘扩散范围。施工机械等优先选用低噪声设备，对高噪声的设备采用隔声、消声和减震等措施降低噪声。	陆上工程施工区四周采用了简易围屏、洒水、遮盖等措施，施工机械等优先选用低噪声设备，对高噪声设备采取了隔声、消声和减震等措施。
	加强施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。	建设单位在施工期加强了环境监控管理，严格落实了报告书上的监测计划，严格执行了“三同时”制度。
**	工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。含油钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻屑和泥浆经国家海洋局北海分局批准后方可排海。含油生产水经处理达标后全部回注地层；甲板冲洗水、初期雨水等含油污水进入生产水处理系统。船舶机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理。生活污水经处理达标后方可排海。生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。	含油钻屑和含油钻井液运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水经处理达标后全部回注地层。机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理。生活污水经处理达标后排海。生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。
	严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时监测，及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。	钻完井过程中严格按照作业规程操作，完善了井控管理系统，钻完井过程中采取了有效的井眼防碰措施，未发生井喷、井涌等事故。
	加强生产管理，优化注采方案。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，生产过程中加强注水井实时监测，发现异常情况，立即停止注水并采取有效措施。严禁超压、超量注水。	严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，生产过程中加强注水井实时监测，发现异常情况，立即停止注水并采取有效措施。无超压、超量注水。
	海上作业应缩短施工周期，合理选择施工时间，并采取有效的生态保护措施，减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。	施工时已采取有效的生态保护措施，减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。
	定期对海底管道进行检测与维护，及时发现并消除事故隐患；采取必要的管道防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害。	定期对海底管道进行检测和维护。
	严格落实环境风险防范对策措施，按照规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。发生溢油事故时，按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	针对可能发生的环境风险建设单位已制定了相应的溢油应急计划，并获得国家海洋主管部门的备案。
	采取有效措施防止项目建设对军事设施和军事活动产生影响，及时通报有关信息。	建设阶段已采取有效措施。
	加强工程施工期和运营期环境监控管理，落实报告书上的监测计划，并将工程进展情况	建设单位在施工期和运营期加强了环境监控管理，严格落实



	和监测结果及时通报国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。	了报告书中的监测计划，严格执行了“三同时”制度。
**	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水处理达标后回注地层。严格落实陆上终端大气污染防治措施，加强挥发性有机物排放的环境管理，定期开展挥发性有机物泄漏检测与修复工作。	含油钻屑和含油钻井液运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水经处理达标后回注地层。滨州终端于 2024 年 4 月试运行，严格落实陆上终端大气污染防治措施，将定期开展挥发性有机物泄漏检测与修复工作。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	在钻完井过程中，严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备了安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，未发生溢油事故。
	加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	铺管作业严格按照设计要求施工，运营阶段将加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。
	加强注水作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。	运营阶段严格按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。
	切实落实环境风险防范措施。制定本工程溢油应急计划，报我部海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告海河北海局，并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。	针对可能发生的风险建设单位已制定了相应的溢油应急计划，并报海河北海局备案。发生溢油事故时，将立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告相关部门。
	切实落实生态环境保护措施。合理安排施工作业时间，管缆挖沟作业穿越渤海湾国家级水产种质资源保护区核心区时应避让主要保护物种的特别保护期(4 月 25 日-6 月 15 日)，穿越银鲳、鲈鱼、叫姑鱼、鳊鱼产卵场时应避让产卵盛期（6 月），穿越鲑鱼产卵场时应避让产卵盛期（10 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	合理安排了施工作业时间，管缆挖沟作业穿越渤海湾国家级水产种质资源保护区核心区时避开了 4 月 25 日-6 月 15 日，穿越银鲳、鲈鱼、叫姑鱼、鳊鱼产卵场时避开了 6 月，穿越鲑鱼产卵场时避开了 10 月，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。
**	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。非油层水基钻井液和钻屑处理达标后排海。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水处理达标后回注地层。	非油层水基钻井液和钻屑处理达标后排海。含油钻屑和含油钻井液运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水经处理达标后回注地层。



	加强油田地质勘探，预先识别海底地质断层。优化钻井轨迹设计，减少与延伸至海底或接近海底的地质断层的穿越。钻完井过程中加强浅层气资料录取，防范浅层气风险，确保作业安全。	开展了油田地质勘探，预先识别海底地质断层，根据勘探结果优化了钻井轨迹设计，尽量减少了与延伸至海底或接近海底的地质断层的穿越。钻完井过程中加强浅层气资料录取，防范浅层气风险，未发生浅层气事故。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	在钻完井过程中，严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备了安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，未发生溢油事故。
	加强注水作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。	运营阶段严格按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。
	加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	铺管作业严格按照设计要求施工，运营阶段将加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。
	切实落实环境风险防范措施。修改完善垦利油田群原有溢油应急计划，报我部海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告海河北海局，并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。	针对可能发生的风险建设单位修改完善了垦利油田群原有溢油应急计划，并报海河北海局备案。发生溢油事故时，将立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告相关部门。
	切实落实生态环境保护措施。合理安排施工作业时间，管缆铺设及钻井液、钻屑排放时间应避开中上层鱼类产卵场、底层鱼类产卵场和中国对虾产卵场产卵盛期（5月-6月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	合理安排了施工作业时间，管缆铺设及钻井液、钻屑排放时间避开了5月-6月，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。
**	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。运营期含油生产水经处理达标后全部回注地层；生活污水经BZ19-6CEPA平台处理达标后排海，排放量不得超过原环评批复总量；生活垃圾和生产垃圾分类收集后运回陆地处理。船舶产生的含油污水运回陆地处理，各类垃圾、生活污水应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）处理处置。	污染物的处理和排放符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理。运营期含油生产水经处理达标后全部回注地层；生活污水经BZ19-6CEPA平台处理达标后排海，排放量未超过原环评批复总量；生活垃圾和生产垃圾分类收集后运回陆地处理。船舶含油污水运回陆地处理，各类垃圾、生活污水





		按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）处理处置。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备、压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	在钻完井过程中，严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备了安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，未发生溢油事故。
	加强地质性溢油风险管理。提高注水井的管理水平，严格按照设计注水压力和注入量进行注水作业，建立生产井和注水井动态监测系统，并根据监测结果及时调整注入量，确保注采平衡。	运营阶段严格按照设计注入压力和注入量进行注水作业，建立生产井和注水井动态监测系统，并根据监测结果及时调整注入量，确保注采平衡。
	强化海底管缆铺设作业管理，严格按照设计要求施工。加大海管巡检力度，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	海底管缆铺设作业严格按照设计要求施工，运营阶段将加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。
	切实落实环境风险防范措施。对油田溢油应急计划进行修改完善，将本项目纳入其中，并报海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局）备案。发生溢油事故时，应立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告海河北海局，并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。	针对可能发生的风险建设单位修改完善了渤中 19-6 凝析气田原有溢油应急计划，并报海河北海局备案。发生溢油事故时，将立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告相关部门。
	切实落实生态环境保护措施。严格控制钻井液和钻屑的排放速率，合理安排施工作业时间。海底管缆施工应避开鲳鱼产卵盛期（6月）及鲈鱼产卵盛期（10月），并在此期间钻井作业应采取降低钻屑排放速率，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	在施工过程中，严格控制钻井液和钻屑的排放速率，合理安排施工作业时间，海底管缆施工避开了鲳鱼产卵盛期（6月）及鲈鱼产卵盛期（10月），并在此期间钻井作业采取措施降低钻屑排放速率，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。
**	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。含油的钻井液和钻屑应运回陆地送有资质单位处理。运营期生活污水经处理达标后排海，含油生产水在 BZ34-2/4CEPA 平台处理达标后全部回注地层，生活垃圾和生产垃圾分类收集后运回陆地处理。船舶产生的各类垃圾、生活污水应严格执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018），机舱含油污水运回陆地处理。	污染物的处理和排放符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑运回陆地交有资质的单位处理。运营期生活污水经处理达标后排海，含油生产水在 BZ34-2/4CEPA 平台处理达标后全部回注地层，生活垃圾和生产垃圾分类收集后运回陆地处理。船舶产生的各类垃圾、生活污水应严格执行《船舶水污染物排放控制标准》



		(GB3552-2018)，机舱含油污水运回陆地处理。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备、压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	在钻完井过程中，严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备了安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，未发生溢油事故。
	加强注气驱油作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业，注气过程中加强实时监测，杜绝超注超压。	运营阶段加强注气驱油作业管理，严格按照设计注入压力和注入量作业，注气过程中加强实时监测，杜绝超注超压。
	加强海底管缆铺设作业管理，严格按照设计要求施工。加强海管巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	海底管缆铺设作业严格按照设计要求施工，运营阶段将加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。
	切实落实环境风险防范措施。发生溢油事故时，应立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局），并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。	发生溢油事故时，将立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告相关部门。
	切实落实生态环境保护措施。严格控制钻井液和钻屑的排放速率，合理安排施工作业时间，海底管缆铺设施工应避开鲈鱼产卵盛期（10月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	在施工过程中，严格控制钻井液和钻屑的排放速率，合理安排了施工作业时间，海底管缆施工避开了鲈鱼产卵盛期（10月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。

注：《渤中 19-6 气田 II 期、渤中 25-1/南油田 5 井区调整/渤中 25-1 油田沙三段开发项目环境影响报告书》（环审〔2024〕66 号）中工程暂未建设完成。

## 6.3 环保设施运行情况

### 6.3.1 主要环保设施及运行情况

本工程海上仅在 BZ26-6CEPA 平台和 BZ34-2/4CEPA 平台涉及生产物流的处理和污染物排放，且 BZ26-6CEPA 平台 2025 年 1 月开始试生产，尚未正式投产，故仅回顾依托 BZ34-2/4CEPA 平台的主要环保设施及运行状况见表 6.3-1。

表 6.3-1 \*\*平台主要环保设施及运行情况

平台	环保设施	数量	运行情况
**	生产水处理系统	1 套	正常
	开式排放系统	1 套	正常
	闭式排放系统	1 套	正常
	注水系统	1 套	正常



平台	环保设施	数量	运行情况
	生活污水处理系统	1 套	正常

## 6.3.2 主要污染物排放情况

### 6.3.2.1 含油生产水排放情况及系统运行情况

依托 BZ34-2/4CEPA 平台处理来自 BZ34-2/4WHPB 平台、BZ34-1WHPF 平台、BZ26-6CEPA 平台、BZ26-6WHPB 平台和本项目新建平台的物流。BZ34-2/4CEPA 平台生产水处理系统采用“压力式斜板隔油器+溶气式浮选机+核桃壳过滤器+双介质过滤器”的四级处理流程，处理至含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ 后回注地层。BZ34-2/4CEPA 平台处理达标的生产水全部回注地层，不排海。从斜板隔油器、浮选机、核桃壳过滤器分离出的污油进入污油罐后，由污油泵输送至原油处理系统。

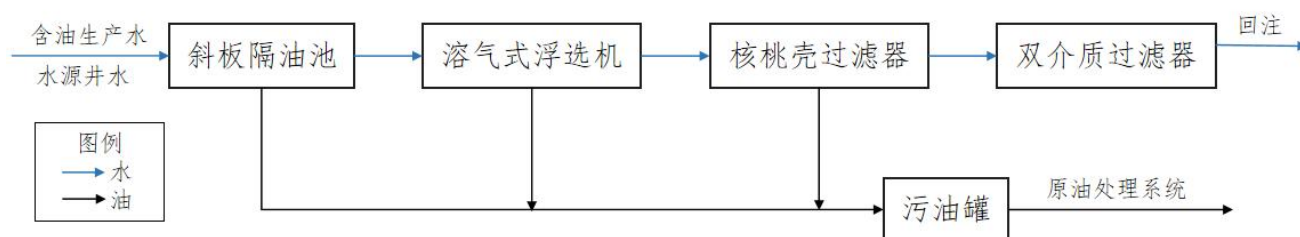


图 6.3-1 BZ34-2/4CEPA 平台含油生产水处理/回注工艺流程图

根据表 6.3-2 所示的 2023 年至 2024 年生产水处理监测数据，经四级处理后的生产水含油浓度在 $**\text{mg/L} \sim **\text{mg/L}$ 之间，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法（SY/T 5329-2022）》注水水质标准要求，生产水处理系统运转正常。

表 6.3-2 BZ34-2/4CEPA 平台生产水监测结果

月份	2023 年		2024 年	
	处理量 ( $\text{m}^3$ )	含油浓度 ( $\text{mg/L}$ )	处理量 ( $\text{m}^3$ )	含油浓度 ( $\text{mg/L}$ )
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				





月份	2023 年		2024 年	
	处理量 (m <sup>3</sup> )	含油浓度 (mg/L)	处理量 (m <sup>3</sup> )	含油浓度 (mg/L)
最小值				
最大值				
平均值				

### 6.3.2.2 生活污水排放情况及系统运行情况

BZ34-2/4CEPA 平台生活污水监测情况见表 6.3-3。根据监测数据，BZ34-2/4CEPA 平台生活污水中 COD 排放浓度在\*\*mg/L~\*\*mg/L 之间，满足《海洋石油勘探开发污染物浓度排放限值》（GB4919-2008）一级海域排放浓度的要求（即 COD≤300mg/L），生活污水处理系统运行状况良好。

表 6.3-3 BZ34-2/4CEPA 平台生活污水监测结果

月份	2023 年		2024 年	
	处理量 (m <sup>3</sup> )	COD 浓度 (mg/L)	处理量 (m <sup>3</sup> )	COD 浓度 (mg/L)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
最小值				
最大值				
平均值				

### 6.3.3 其他污染物处理/排放情况

#### 6.3.3.1 其他含油污水

BZ34-2/4CEPA 平台设有开式排放系统和闭式排放系统，开式排放系统主要包括开式排放罐、开式排放泵过滤器和开式排放泵。开式排放罐主要用来收集溢出液、设备冷却、冷凝水、甲板初期雨水和冲洗水。当开式排放罐达到一定的液位时，经过开式排放泵过滤器过滤后，再由开式排放泵将含油生产水打入闭式排放罐。闭式排放系统主要包括闭式排放罐、闭式排放泵过滤器和闭式排放泵。闭式排放罐主要用于收集和分离平台上压力容器和管线排放出的可燃性介质，闭式排放泵将罐内液体输送到原油处理系统进行处理。根据建设单位提



供资料，依托平台开/闭排系统运行较好。自投产以来，未出现海上生产设施含油污水落海情况。

#### 6.3.3.2 固体废弃物

BZ34-2/4CEPA 平台上设有固体废弃物收集系统，对生活垃圾和生产垃圾分类回收，运回陆地，并按照当地政府实施《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。

#### 6.3.3.3 船舶污染物

本项目涉及现有工程生产过程中产生的船舶污染物主要包括值班船/供应船等船舶产生的生活污水、生活垃圾、船舶含油污水等。船舶含油污水按照《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》的要求运回陆地进行处理。生活污水通过设置在船舶上的生活污水处理装置处理达标后排放入海。食品废弃物在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25 毫米后排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域排放。除食品废弃物外的所有生活垃圾禁止排入海中，集中运回陆地，并按照当地政府规定的要求进行回收利用或处置，符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。

### 6.4 东营原油终端污染源达标分析

东营原油终端自投产至今，上岸原油均为合格原油（含水 $\leq 0.5\%$ ），无需处理，原油处理量为 0，终端不建设储油罐，依托炼化库区原油储罐。本项目投产后，2024-2038 年为合格原油输往终端，海管来油进流量计计量后直接输送至库区储罐。2039 年开始原油掺水上岸，最大进站液量和最大上岸水量均未超过设计处理能力，无需进行改造，污染物的排放不会超过原环评。

### 6.5 滨州终端污染源达标分析

根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 版），中海石油（中国）有限公司天津分公司滨州天然气处理厂，已于 2024 年 2 月取得当地生态环境主管部门办理的排污许可证，许可证编号：91120116718249438Q007V。由于企业目前处于试运行状态，污染源达标分析引用验收监测报告数据。终端现有工程目前尚未开展 LDAR 检测与修复工作，故无组织污染源达标分析引用原环评数据。



### 6.5.1 有组织废气达标情况

滨州终端有组织废气污染物排放及达标情况见下表。从表 6.5-1 可以看出，6 个排气筒各废气污染物均可满足相关标准限值要求。

表 6.5-1 滨州终端有组织废气污染源排放及达标情况表

排放口 编号	排放口名 称	污染物种类	烟气 排放量 (Nm³/h)	许可排放 浓度限值 (mg/m³)	监测结果（折标，小时浓 度）（mg/m³）			达标 情况		
					最小值	最大 值	平均值			
DA001	1#导热油 炉排气筒	二氧化硫		50				达标		
		氮氧化物		50						
		颗粒物*		10						
		林格曼黑度		1 级						
DA002	2#导热油 炉排气筒	二氧化硫		50				达标		
		氮氧化物		50						
		颗粒物*		10						
		林格曼黑度		1 级						
DA003	3#导热油 炉排气筒	二氧化硫		50				达标		
		氮氧化物		50						
		颗粒物		10						
		林格曼黑度		1 级						
DA004	提纯塔顶 不凝气泄 放气	非甲烷总烃		/				/		
DA005	污水处理 单元	非甲烷总烃		/				/		
DA006	危废 暂存库排 气筒	二氧化硫		/				/		
		非甲烷总烃		/						
主要排放口合计(t/a)		颗粒物		/				达标		
		二氧化硫								
		氮氧化物								
许可排放量（t/a）		氮氧化物	/							
		颗粒物								
		二氧化硫								

### 6.5.2 挥发性有机物无组织排放源强

#### 6.5.2.1 天然气处理工艺动静密封点

无组织排放主要为天然气通过终端输气设施设备的法兰、阀门和管线接口处等设备密封点存在 VOCs 的微泄漏排放，主要成分为甲烷，另外还有极少量的非甲烷总烃。泄漏的非甲烷总烃参照《排污许可申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中下列公式进行计算：



$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left( e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：  $E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点泄漏排放量， kg/a；

$t_i$ ——密封点  $i$  的年运行时间， h/a；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点  $i$  的总有机碳（TOC）排放速率， kg/h；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——流经密封点  $i$  的物料中非甲烷总烃平均质量分数；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点  $i$  的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数；

根据本项目天然气摩尔组分，换算出非甲烷总烃的占比，  $WF_{\text{VOCs},i} / WF_{\text{TOC},i}$  取 30.81%。

表 6.5-2 终端动静密封点泄漏量

污染源	动静密封点类型	数量 (个)	排放系数 (kg/h)	$\frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}}$	系数	排放速率 (kg/h)	年排放时间 (h/a)	年排放量 (t/a)
工艺处理区	阀门（气体）							
	法兰							
	泵							
	压缩机							
	合计							
罐区	阀门							
	法兰							
	泵							
	泄压设备							
	压缩机							
	开口阀或开口管线							
	合计							
装车区	阀门							
	法兰							
	泵							
	泄压设备							
	合计							
总计						2.8501		2.39



## 6.5.2.2 废水处理过程废气

参照《污染源强核算技术指南 石油炼制》（HJ982-2018）中下列公式进行计算：

$$D_{\text{设备}} = \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q \times 10^{-3})$$

式中：

$D_{\text{产生量}}$ —核算时段内废水处理过程挥发性有机物产生量，t；

$n$ —废水处理设施个数；

$Q$ —核算时段内第  $i$  个废水处理设施的废水处理量， $m^3$ ；

$\alpha$ —第  $i$  个废水处理设施挥发性有机物的产生系数，见表 6.5-3；

废水处理过程中挥发性的排放量计算公式如下：

$$D_{\text{排放量}} = D_{\text{产生量}} \times \left( 1 - \frac{\eta_{\text{收集}}}{100} \frac{\eta_{\text{去除}}}{100} \right)$$

式中：

$D_{\text{排放量}}$ —核算时段内废水处理过程挥发性有机物产生量，t；

$D_{\text{产生量}}$ —核算时段内废水处理过程挥发性有机物产生量，t；

$\eta_{\text{收集}}$ —废水及其设施的收集效率；

$\eta_{\text{去除}}$ —废气治理设施的去除效率；

表 6.5-3 废水处理过程挥发性有机物产生系数

排放源	类别	类比浓度	排放系数	产生系数
污水处理系统	HJ982-2018	水中油的质量浓度 <880mg/L	kg /m <sup>3</sup> 废水	0.0225
	本项目	水中油的质量浓度 ≤200mg/L		$5.11 \times 10^{-3}$

根据污水设计指标，本项目含油污水进水指标中石油类含量≤200mg/L，总计石油类含量为 0.2kg/m<sup>3</sup>，项目处理出水指标中石油类含量≤10mg/L，因此类比上述系数，本项目污水处理过程中挥发性有机物产污系数为  $5.11 \times 10^{-3} \text{kg/m}^3$ 。

项目污水处理系统设置集气设施，收集效率以 95% 计算，收集的废气送入“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附床”处理，其处理效率为 90%。

项目生产污水处理量为 20m<sup>3</sup>/h，其挥发性有机物无组织排放量见表 6.5-4。





表 6.5-4 废水处理过程无组织挥发性有机物排放量

污染源	排放系数 (kg/m <sup>3</sup> )	排水量 (m <sup>3</sup> /h)	产生量 (kg/h)	收集 效率	排放速率 (kg/h)	年排放 时间 (h/a)	排放量 (t/a)
污水处理系统							

本项目含油污水处理系统的挥发性有机物无组织排放速率为  $5.114 \times 10^{-3}$  kg/h；全年以 350 天运行计算，其挥发性有机物排放量为 0.0429t/a。

#### 6.5.2.3 甲醇卧式储罐储存 VOCs 排放

终端使用甲醇作为低温管线防止冻堵的措施，注入点为制冷单元冷箱注入入口、低温分离器气相出口、越站天然气换热器前，正常工况无需注入。按年发生故障频次为一次/年的频率估算用量，用量约为 800L/h，持续时间最高 12 小时。

甲醇采取外购方式，卸车泵流量为 30m<sup>3</sup>/h，采用卧式储罐储存，储罐基本参数见表 6.5-5。

表 6.5-5 甲醇储罐基本参数

序号	项目	内容	备注
1	实际储存温度 (°C)	0.17	年平均温度
2	容积 (m <sup>3</sup> )	10	
3	直径 (m)	1.8	
4	罐体高度 (m)	5.4	
5	平均储存高度 (m)	4.86	
6	年周转量 (t)	8	
7	呼吸阀-压力设定 (Pa)	1350	
8	呼吸阀-真空设定 (Pa)	300	

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，主要考虑甲醇储罐存贮过程中的静置损失和卸车装罐过程中的工作损失。滨州地区的水平面太阳能总辐射为 1209Btu/ft<sup>2</sup>.day，在年周转量 8t 甲醇的情况下，储罐的静态损失和工作损失计算结果见表 6.5-6。

表 6.5-6 甲醇卧式储罐静态损失及工作损失

大气压 (kPa)	日平均最高环境温度 (°C)	日平均最低环境温度 (°C)	静置损失 (t/y)	工作损失 (t/y)	排放量 (t/y)
101.7	25.7	-3.2	0.02711	0.0005592	0.02767

#### 6.5.2.4 无组织源强核算汇总

通过以上分析，终端工程无组织挥发性有机物排放源强汇总见表 6.5-7。



表 6.5-7 终端工程无组织挥发性有机物排放源强汇总

污染源		排放速率 (kg/h)	年排放时间 (h)	排放量 (t/a)
动静密封点	工艺处理区			
	罐区			
	装车区			
污水处理系统				
甲醇储罐 (在工艺装置区)				
合计				
环评批复总量				6.7145

#### 6.5.2.5 废气厂界达标判定

滨州终端厂界无组织排放污染物监测结果引用企业 2024 年 7 月 26 日监测报告的达标分析情况见表 6.5-8。监测结果表明：无组织排放浓度可以满足企业边界污染物相关标准控制的要求。

表 6.5-8 厂界无组织达标情况表

监测因子	浓度 (mg/m <sup>3</sup> )				评价标准 (mg/m <sup>3</sup> )	达标情况
	厂界上风 向 1#	厂界下风 向 2#	厂界下风 向 3#	厂界下风 向 4#		
非甲烷总烃						达标
氨						达标
甲醇						达标
硫化氢						达标
臭气浓度						达标

#### 6.5.3 废水达标情况

滨州终端于 2024 年 8 月 26~9 月 1 日对总排放口水样进行检测，废水排放达标情况见表 6.5-9。从表中可以看出：滨州终端厂区总排口出水水质的 pH、COD、氨氮、总氮、SS、BOD<sub>5</sub>、石油类、硫化物均满足相关标准限值要求。

根据《石油和天然气开采行业系数手册》，天然气开采行业废水中无氨氮、总氮污染物，因此《渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程环境影响报告书》中仅分析滨州终端生活污水氨氮、总氮产生和排放情况，工艺系统污水、循环排污水等未考虑废水中氨氮、总氮。滨州终端一期投产后，针对工艺系统污水、循环排污水进行监测，监测结果表明上述废水中均含有氨氮、总氮。同时，滨州终端一期目前处于竣工验收阶段，本项目采用一期环评中核算的废水排放量（196713.5m<sup>3</sup>/a）和氨氮（17.4mg/L）、总氮（19.7mg/L）实际排放浓度核算污染物排放量，氨氮、总氮排放量分别为 3.42t/a、3.88t/a。



表 6.5-9 滨州终端废水污染物排放浓度达标情况表

编号	名称	废水量 m <sup>3</sup> /a	主要污染物		执行标准		达标情况
			名称	监测排放浓度 mg/L	标准限值 mg/L	标准名称	
DW001	厂区总排口	23212			6.0~9.0	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中表 4 第二类污染物最高允许排放浓度中的三级标准限值与滨州临港化工产业园污水处理厂纳管标准限值之间较严者	达标
					500		
					60		
					120		
					400		
					250		
					10		
					1.0		

注：由于滨州终端 8 月份投入使用，故废水水量仅为 8 月~9 月水量数据。

#### 6.5.4 噪声厂界达标

滨州终端运营期厂界 1m 范围内噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准，终端于\*\*年\*\*月\*\*日对厂界噪声进行了采样监测，监测结果见表 6.5-4。监测结果表明：终端南、东、西、北厂界各监测点位昼间和夜间噪声均可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准要求。

表 6.5-10 厂界噪声监测达标情况表

序号	监测编号及位置		监测时段	监测结果 (dB (A))	标准值	是否达标
1	1#	厂界南	昼间		65	达标
	2#	厂界东				
	3#	厂界北				
	4#	厂界西				
2	1#	厂界南	夜间		55	达标
	2#	厂界东				
	3#	厂界北				
	4#	厂界西				

#### 6.5.5 危险废物

滨州终端 2024 年产生的危险废物种类有废矿物油、含油废物、废油漆桶等，委托有资质的危废处置公司处理，废物名称、产生量及处置去向见表 6.5-11。



表 6.5-11 2024 年危废产生及处置统计表

废物名称	2024 年产生量 (t)	处置去向
维修废物 (含油固体废物)		暂存于厂区内部危废暂存间
含油污油		暂存于污油罐
合计		/

## 6.6 现有工程溢油风险事故回顾

根据收集到的本项目周围海域\*\*、\*\*和\*\*的历史资料，自投产以来，并未发生过溢油事故。

但溢油防范工作为本项目海上施工和运营阶段的工作重点，自设计阶段就将溢油的防范内容纳入了各个专业的设计当中，最大限度降低溢油风险，并针对可能出现的溢油事故制定相应的应急措施。

## 6.7 海洋环境质量回顾性分析

为了对本项目周边海域环境质量进行较为系统的分析，本节收集了该海域的历史环境质量现状资料，以对该海域进行环境质量回顾分析。

历史海洋环境质量现状资料采用国家海洋局北海环境监测中心于\*\*年\*\*月（春季）、\*\*年\*\*月（春季）、\*\*年\*\*月（春季）、\*\*年\*\*月（秋季）、\*\*年\*\*月（秋季）、\*\*年\*\*月（秋季）和\*\*年\*\*月（秋季），青岛环海海洋工程勘察研究院于\*\*年\*\*月（春季）对项目周围海域调查的资料。历次调查站位见图 6.7-1 和图 6.7-2。

图 6.7-1 渤中 26-6 油田附近海域历次春季调查站位示意图

图 6.7-2 渤中 26-6 油田附近海域历次秋季调查站位示意图

### 6.7.1 海水水质状况回顾

海水水质评价因子为：pH、溶解氧、化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、汞、砷、铜、铅、锌、镉、总铬、硫化物、挥发性酚、石油类。鉴于各期调查站位略有不同，为了便于分析工程所在海域海水水质的变化趋势，统一按照第一类海水水质标准进行评价。各次调查数据对比统计结果见表 6.7-1。

历次调查中，pH、总铬、镉、砷、硫化物和挥发性酚的调查值在海水正常变化范围内波动，且均符合第一类海水水质标准要求。

石油类仅在\*\*年\*\*月出现超一类标准站位，超一类率为 1.75%，超一类站位



均满足第三类海水水质标准，其余调查均符合第一类海水水质标准，且无明显变化趋势。

溶解氧在\*\*年\*\*月有部分站位超一类标准，且底层超一类现象超过表层，超一类站位均满足第三类海水水质标准。\*\*年\*\*月表层，\*\*年\*\*月表层和底层有个别站位超一类标准。可能由于入海有机物分解消耗较多氧气，海水层化现象导致溶解氧不能得到及时补充而使得溶解氧含量偏低。

化学需氧量在\*\*年\*\*月表层和\*\*年\*\*月底层轻微超一类，最大超一类率为\*\*%，超一类站位均满足第二类海水水质标准。春季呈现先升高后降低的趋势。

活性磷酸盐在\*\*年\*\*月、\*\*年\*\*月和\*\*年\*\*月表、中、底层均有部分站位超一类标准，且\*\*年\*\*月超一类率小于\*\*年\*\*月；\*\*年\*\*月表层和中层有部分站位超一类标准；\*\*年\*\*月表层和底层有部分站位超一类标准；\*\*年\*\*月有个别站位超一类标准；超一类站位均满足第二类海水水质标准。整体呈现降低的趋势。

无机氮各次调查均有站位超第一类海水水质标准，特别是\*\*年\*\*月调查各层超一类率为\*\*%，但从时间趋势上看，无机氮的超一类率在近年来有所降低，特别是在\*\*年\*\*月之后。

汞含量\*\*年\*\*月和\*\*年\*\*月表、中、底层均有站位超一类标准；超一类站位均满足第二类海水水质标准。春季大体呈现降低的趋势。

铜在\*\*年\*\*月表层、中层和底层有部分站位超一类标准；\*\*年\*\*月表层有部分站位超一类标准，超一类率为\*\*%，超一类站位均满足第三类海水水质标准；其余年份调查均满足第一类海水水质标准。

铅含量除\*\*年\*\*月调查均符合第一类海水水质标准，其余调查均有站位超一类标准，从时间趋势上看，铅的超一类率在近年来有所降低。

锌含量秋季调查总体高于春季调查，春季\*\*年\*\*月调查表层、中层和底层有部分站位超一类标准，秋季各次调查均有站位超第一类海水水质标准，超一类率整体呈下降趋势，超一类站位均满足第二类海水水质标准。



表 6.7-1 历次调查海水水质评价因子评价价值对比表

层次	要素	范围								超一类率%							
表层	pH																
	DO																
	COD																
	活性磷酸盐																
	无机氮																
	石油类																
	铜																
	铅																
	锌																
	镉																
	总铬																
	汞																
	砷																
	挥发性酚																
中层	硫化物																
	pH																
	DO																
	COD																
	活性磷酸盐																
	无机氮																
	铜																
	铅																
	锌																
	镉																
	总铬																
	汞																
	砷																





层次	要素	范围								超一类率%							
底层	硫化物																
	挥发性酚																
	pH																
	DO																
	COD																
	活性磷酸盐																
	无机氮																
	铜																
	铅																
	锌																
	镉																
	总铬																
	汞																
	砷																
	硫化物																
	挥发性酚																



## 6.7.2 海洋沉积物质量回顾

海洋沉积物质量现状评价因子为：镉、铬、硫化物、铅、砷、石油类、铜、锌、有机碳、汞。沉积物质量评价标准采用《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）中第一类标准进行评价。调查海域沉积物监测数据对比见表 6.7-2。

表 6.7-2 历次调查海域沉积物监测数据对比表

评价因子					
镉	范围				
	超一类率(%)				
铬	范围				
	超一类率(%)				
硫化物	范围				
	超一类率(%)				
铅	范围				
	超一类率(%)				
砷	范围				
	超一类率(%)				
石油类	范围				
	超一类率(%)				
铜	范围				
	超一类率(%)				
锌	范围				
	超一类率(%)				
有机碳	范围				
	超一类率(%)				
汞	范围				
	超一类率(%)				

从表 6.7-2 可见，调查海域各调查因子的历次调查均符合第一类海洋沉积物质量标准，且调查结果的波动均在正常范围之内。调查海域沉积物环境总体保持良好和稳定。

## 6.7.3 海洋生物生态状况回顾

### 6.7.3.1 叶绿素 a 和初级生产力

叶绿素 a 及海洋初级生产力对比结果列于表 6.7-3。叶绿素 a 含量秋季表层和中层平均值\*\*年\*\*月调查最高，底层\*\*年\*\*月调查最高。春季叶绿素 a 含量总体呈现先升高后降低的趋势。

初级生产力春季呈现逐年降低的趋势，秋季\*\*年\*\*月初级生产力水平最高，总体呈先升高后降低的趋势。历次调查叶绿素 a 和海洋初级生产力比较见表 6.7-3。



表 6.7-3 历次调查叶绿素 a 和海洋初级生产力比较

项目			叶绿素 a (mg/m <sup>3</sup> )			初级生产力 (×10 <sup>2</sup> mg·C/(m <sup>2</sup> ·d))
			表层	中层	底层	
春季		范围				
		均值				
		范围				
		均值				
		范围				
		均值				
		范围				
		均值				
		范围				
		均值				
		范围				
		均值				
秋季		范围				
		均值				
		范围				
		均值				
		范围				
		均值				
		范围				
		均值				
		范围				
		平均值				

### 6.7.3.2 浮游植物

历年调查结果见表 6.7-4, 浮游植物特征受季节影响不明显。在春季调查中, \*\*年\*\*月调查海域的浮游植物种类数和生物密度均高于其余年份, 其余年份处于历史中值水平。在秋季调查中, \*\*年\*\*月调查海域的浮游植物生物密度、种类数和多样性指数均最高, \*\*年\*\*月则最低, 优势种类略有变化, 但均出现了圆筛藻和菱形藻。

季节数据对比看, 秋季的浮游植物种类数略高于春季, 生物密度差异不明显。历次调查多样性指数均值在相同季节调查中总体波动不大。

表 6.7-4 历次调查浮游植物群落主要指标比较

调查时间	种类数	生物密度 (10 <sup>4</sup> 个/m <sup>3</sup> )	优势种类	多样性 指数
春季				
秋季				

### 6.7.3.3 浮游动物

历年调查结果见表 6.7-5, 浮游动物的一些特征受季节影响明显。在春季调



查中，\*\*年\*\*月调查海域浮游动物种类数、生物密度和生物量高于历史水平。在秋季调查中，\*\*年\*\*月调查海域浮游动物种类数最高，平均生物量和生物密度\*\*年\*\*月最高，其次为\*\*年\*\*月和\*\*年\*\*月，\*\*年\*\*月最低。季节数据对比看，春季的生物密度和平均生物量要高于秋季。

历次调查中，相同季节的多样性指数平均值波动不大。春季，中华哲水蚤为调查海域常见的优势种；秋季，强壮箭虫和中华哲水蚤为调查海域常见的优势种。

表 6.7-5 历次调查浮游动物群落主要指标比较

调查时间	种类数	平均生物量 (mg/m <sup>3</sup> )	生物密度 (个/m <sup>3</sup> )	优势种类	多样性 指数
春季					
秋季					

#### 6.7.3.4 底栖生物

历次调查结果见表 6.7-6，表明调查海域底栖生物种类均较高。春季，调查平均生物量呈现先升高后降低趋势，平均生物密度呈现先降低后升高趋势，但均在正常范围内波动。秋季调查种类数、平均生物密度和平均生物量均呈现先升高后降低的趋势，优势种有所变化，但都出现了寡节甘吻沙蚕。调查海域多样性指数平均值在历次调查中呈小范围波动趋势，种类数较高，该海域底栖生物群落结构相对稳定。

表 6.7-6 历次调查底栖生物群落主要指标比较

调查时间	种类数	平均生物密度 (个/m <sup>3</sup> )	平均生物量 (g/m <sup>3</sup> )	优势种	多样性 指数
春季					
秋季					



--	--	--	--	--	--	--

#### 6.7.3.5 生物质量

历次调查生物质量标准指数见表 6.7-7。历次生物质量调查所采集的生物不一致，但均为常见的虾类、贝类和鱼类。调查海区虾类、贝类和鱼类体内各污染物含量总体处于较低水平，超标的情况虽有出现但属个别站位出现轻微超标，调查海区底栖生物质量状况总体保持在较好水平。

#### 6.7.4 环境影响回顾性分析结论

本项目所依托的\*\*平台的生产水处理系统运行正常，生产水经处理合格后，回注地层，无生产水排海；生活污水处理系统运行正常，生活污水达标排放。

本项目周围海域的\*\*、\*\*和\*\*自投产以来，未发生过溢油事故。

评价海域海水质量状况与历史相比变化不大，主要超一类因子为无机氮、铅、汞和锌，并未发现明显的季节性差异。调查海域沉积物环境总体保持良好和稳定。调查海域的浮游植物、浮游动物和底栖生物群落结构均相对稳定。调查海域的生物质量状况总体较好。

表 6.7-7 历次调查生物质量标准指数对比表

调查时间	生物类群	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃





调查时间	生物类群	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃

注：“-”表示未进行该项评价。



## 7 环境影响预测与评价

根据工程分析，本项目主要污染物为建设期产生的钻屑、钻井液、铺设海底管缆搅起的悬浮物；运营期主要产生少量温排水。因此本篇利用数值模拟方法对上述各种物质排放造成的海水水质影响进行预测，并根据预测结果分析与评价对海洋环境的影响。

### 7.1 海上工程环境影响预测与评价

#### 7.1.1 海洋环境影响预测

##### 7.1.1.1 海域流场模型

##### a. 海流模型

模型建立在基于流体静压假定的三维不可压雷诺平均 N-S 方程的解决方案的基础之上，其基本方程如下。

连续方程：

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0$$

x 向动量方程：

$$\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left( N_x \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( N_y \frac{\partial u}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( N_z \frac{\partial u}{\partial z} \right) + f_v$$

y 向动量方程：

$$\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x} \left( N_x \frac{\partial v}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( N_y \frac{\partial v}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( N_z \frac{\partial v}{\partial z} \right) - f_u$$

z 向动量方程：

$$\frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left( N_x \frac{\partial w}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( N_y \frac{\partial w}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( N_z \frac{\partial w}{\partial z} \right) - g$$

式中：t—时间（s）；

g—重力加速度（m/s<sup>2</sup>）；

ρ—海水密度（kg/m<sup>3</sup>）；

x, y, z—笛卡尔坐标系；

u, v, w—x, y, z 方向上的速度分量(m/s)；

P—水压力（kg/m<sup>3</sup>）；

N<sub>x</sub>, N<sub>y</sub>, N<sub>z</sub>—x, y, z 方向上的紊动粘性系数（m<sup>2</sup>/s）。



## 1) 边界条件

关于  $u$ 、 $v$  和  $w$  的表面及底部边界条件为：

在  $z=\eta$  处：

$$\frac{\partial \eta}{\partial t} + u \frac{\partial \eta}{\partial x} + v \frac{\partial \eta}{\partial y} - w = 0$$

$z=-d$  处：

$$u \frac{\partial d}{\partial x} + v \frac{\partial d}{\partial y} + w = 0, \quad \left( \frac{\partial u}{\partial z}, \frac{\partial v}{\partial z} \right) = \frac{1}{\rho_0 \nu_t} (\tau_{bx}, \tau_{by})$$

其中， $(\tau_{bx}, \tau_{by})$  为底部摩擦应力在  $x$  及  $y$  方向上的分量。

固体侧边界条件：

$$v_n = 0$$

开边界给定开边界处的水位条件，其中水位边界条件：

$$\xi = \sum f_c H_c \cos[\omega_c + (V_0 + u)_c - g_c]$$

式中： $H$  和  $g$  分别是调和常数的振幅和迟角，下标  $C$  为某个分潮；

$\omega$  为分潮频率；

$f$  为交点因子；

$u$  为交点订正角；

$V_0$  是天文潮的初位相。

模型中边界水位由 DHI 全球潮汐数据库提取，其由  $M_2$ 、 $S_2$ 、 $K_1$ 、 $O_1$ 、 $N_2$ 、 $P_1$ 、 $K_2$ 、 $Q_1$ 、 $M_4$ 、 $S_1$  等 9 个调和常数经调和与分析给出。

## 2) 初始条件

取零初始条件，即从静止水位开始起算，初始时刻水位起伏及各向流速均为 0，即：

$$\xi(x, y, 0) = 0$$

$$u(x, y, 0) = 0$$

$$v(x, y, 0) = 0$$

$$w(x, y, 0) = 0$$

## 3) 计算域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域范围覆盖项目海域，在污染物排放点周围将网格进行加密处理，最小网格边长控制在 30m，以求得准确的污染物浓度分布。本项目涉及的平台和海底管缆所在海域附近水深在 \*\*m 之间，根据污



染物的垂向排放位置，在垂向上采用 $\sigma$ 坐标将水体均分为 3 层，由表至底分别编为 1、2、3 层，项目附近海域平均每层水深约为\*\*m。计算海域地形及网格设置见图 7.1-1。

计算域网格水深示意

加密区网格示意

图 7.1-1 水深地形及网格设置情况

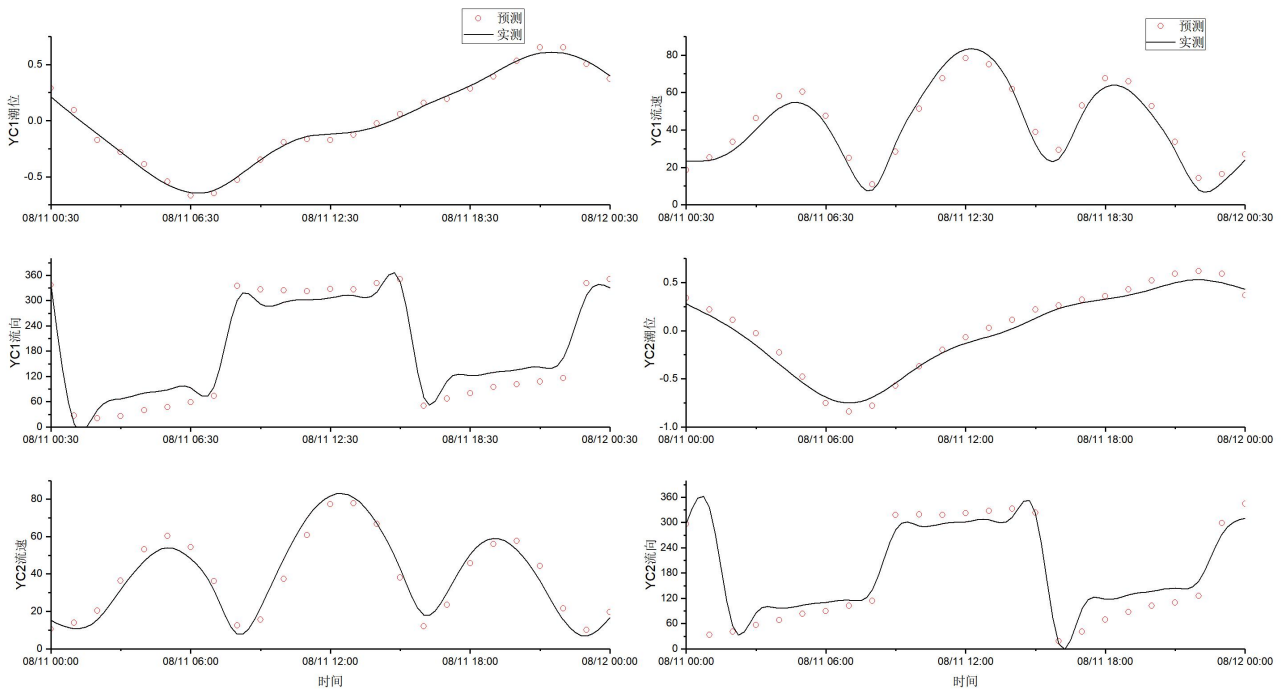
b. 模型验证

验证点潮位、潮流资料均来源于\*\*\*公司，验证点位置见表 7.1-1 和图 7.1-2。在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，验证结果见图 7.1-3。

表 7.1-1 验证点坐标位置

测站名称	纬度 (N)	经度 (E)	验证时间	验证项目

图 7.1-2 验证点地理位置



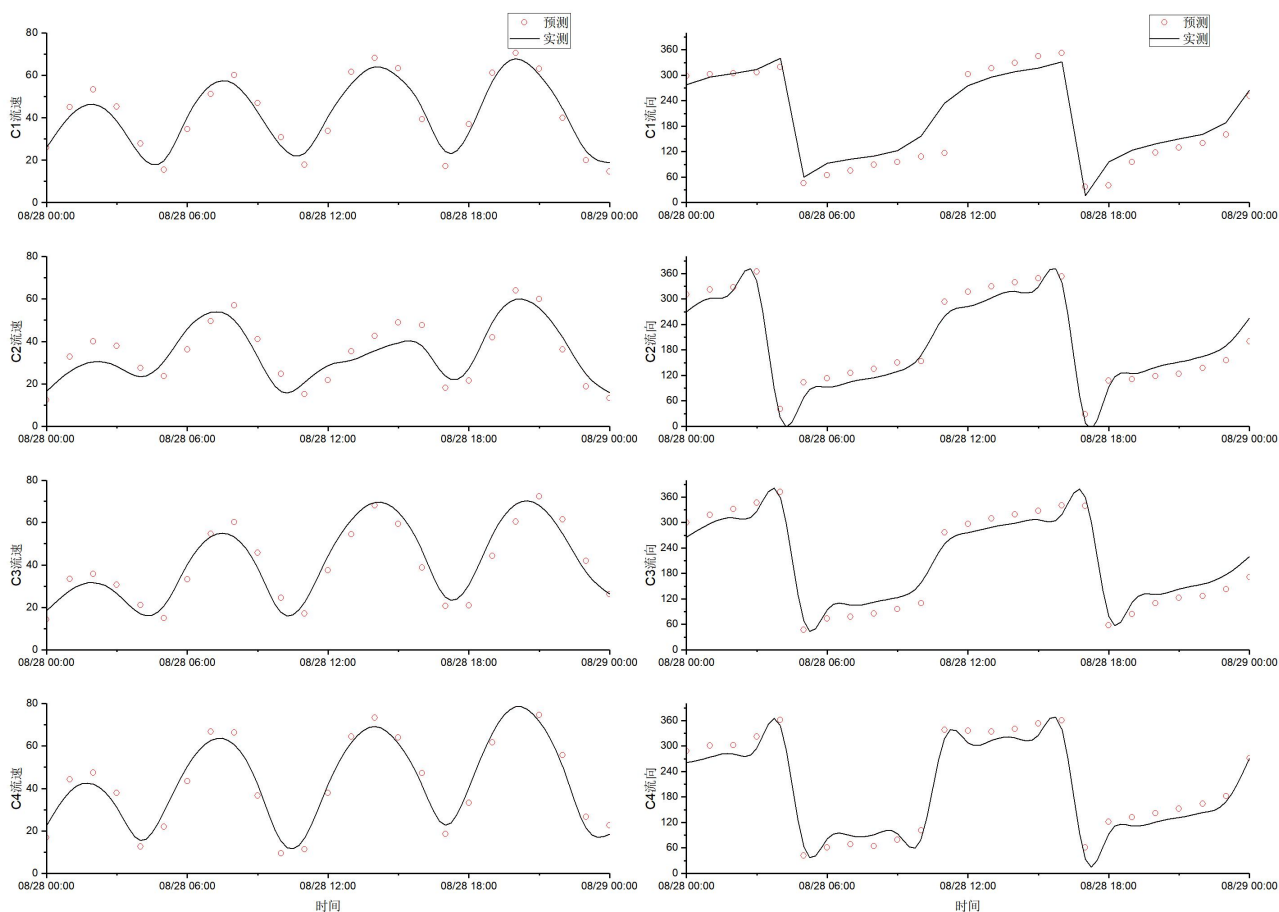


图 7.1-3 潮位潮流验证结果

从以上验证结果可以看出，潮位误差基本在 10cm 之内，流速过程线的形态基本一致，平均流速偏差在 10% 之内，平均流向误差在 15° 之内，符合有关技术规范的要求，验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

## 7.1.2 悬浮物预测

### 7.1.2.1 泥沙输运模块

泥沙输运模块基于水动力模块的流场计算结果，并包括沉降和再悬浮在内的泥沙输运过程。

#### a. 基本控制方程

悬沙对流扩散方程：

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{\partial uC}{\partial x} + \frac{\partial vC}{\partial y} + \frac{\partial (w - w_s)C}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x} \left( D_h \frac{\partial C}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( D_h \frac{\partial C}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( D_v \frac{\partial C}{\partial z} \right) + QC_0 - S$$

式中， $C$  为海水中悬浮物浓度，单位  $\text{kg/m}^3$ ；

$w_s$  为泥沙沉降速度，单位  $\text{m/s}$ ；

$D_h$ 、 $D_v$  分别为水平和垂向泥沙扩散系数，单位  $\text{m}^2/\text{s}$ ，参数取值为  $0.01\text{m}^2/\text{s}$ ；

$Q$  为泥沙输入源强流量，单位  $\text{m}^3/\text{s}/\text{m}^3$ ；

$C_0$  为泥沙输入源强中的含沙量，单位  $\text{kg}/\text{m}^3$ ；

$S$  为床沙侵蚀或淤积速率，单位  $\text{kg}/\text{m}^3/\text{s}$ 。

#### b. 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：

$$w_s = \begin{cases} \frac{(s-1)gd^2}{18\nu}, d < 100\mu\text{m} \\ \frac{10\nu}{d} \left\{ \left[ 1 + \frac{0.01(s-1)gd^3}{\nu^2} \right]^{0.5} \right\}, 100 < d < 1000\mu\text{m} \\ 1.1[(s-1)gd]^{0.5}, d > 1000\mu\text{m} \end{cases}$$

式中， $d$  为中值粒径，单位  $\text{m}$ ；

$s$  为泥沙密度，单位  $\text{kg}/\text{m}^3$ ；

$\nu$  为运动粘滞系数；

$g$  为重力加速度， $\text{m}/\text{s}^2$ 。

#### c. 床面淤积速率

就粘性泥沙而言，床面淤积速率基于 Krone 公式计算：

$$S_D = W_s C_b p_d$$

式中， $W_s$  为泥沙沉速，单位  $\text{m}/\text{s}$ ；

$C_b$  为近底含沙量，单位  $\text{kg}/\text{m}^3$ ；

$P_d$  为床沙淤积概率，认为与水流有效切应力呈正相关关系，即：

$$p_d = 1 - \frac{\tau_b}{\tau_{cd}}, \quad \tau_b \leq \tau_{cd}$$

式中， $\tau_b$ 、 $\tau_{cd}$  分别为水流底部切应力和床沙临界淤积切应力，床沙临界淤积切应力取值  $0.07\text{N}/\text{m}^2$ 。对于非粘性泥沙而言，床沙淤积速率基于下式表达：

$$S_d = -w_s \left( \frac{\bar{c}_e - \bar{c}}{h_s} \right), \quad \bar{c}_e < \bar{c}$$

#### d. 床面侵蚀速率

就粘性泥沙而言，考虑床沙固结程度的床面侵蚀速率基于 Mehta et al 公式估算，对于固结粘性床沙有：

$$S_E = E \left( \frac{\tau_b}{\tau_{ce}} - 1 \right)^n, \quad \tau_b > \tau_{ce}$$





式中， $E$  为侵蚀系数，单位  $\text{kg/m}^2/\text{s}$ ；

$\tau_{ce}$  为床沙临界侵蚀切应力，参数取值  $0.2\text{N/m}^2$ ， $n$  为经验常数。

对于未固结粘性床沙侵蚀速率有：

$$S_E = E \exp[\alpha(\tau_b - \tau_{ce})^{0.5}], \quad \tau_b > \tau_{ce}$$

式中， $\alpha$  为经验系数，单位  $\text{m/N}^{0.5}$ 。非粘性床沙侵蚀速率由下式给出：

$$S_e = -w_s \left( \frac{\bar{c}_e - \bar{c}}{h_s} \right), \quad \bar{c}_e > \bar{c}$$

#### e. 边界条件和初始条件

陆边界：

$$\frac{K_H}{D} \left[ \frac{\partial S}{\partial n} \right] = 0$$

开边界：

$$S|_{\Gamma} = 0 \quad \text{入流段}$$

$$\frac{\partial S}{\partial t} + V_n \frac{\partial S}{\partial n} = 0 \quad \text{出流段}$$

式中， $n$  为边界的法线方向；

$\Gamma$  为水边界。

因为悬浮物是计算浓度增量，因此初始条件以零值起算。

#### 7.1.2.2 钻屑浓度场预测

##### a. 排放方式及源强

根据核算，本项目新建 BZ26-6WHPD 平台包含预留井产生的非钻井油层钻屑量为  $^{**}\text{m}^3$ ，考虑双侧同步钻井下钻屑最大排放速率为  $^{**}\text{m}^3/\text{d}$ ；BZ26-6WHPD 平台包含预留井产生的非钻井油层钻屑量为  $^{**}\text{m}^3$ ，钻屑最大排放速率为  $^{**}\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目钻屑排放情况见表 7.1-2。

表 7.1-2 钻屑量排放情况

平台	类别	井数(口)	非钻井油层水基钻井液钻屑量(m³)	最大排放速率	排放水深
	本次钻井				海表
	预留井				
	合计				
	本次钻井				
	预留井				
	合计				

钻屑粒径分布见表 7.1-3，计算时中值粒径取为  $74\mu\text{m}$  ( $<105\mu\text{m}$ )、 $120\mu\text{m}$ 、



150 $\mu\text{m}$ 、230 $\mu\text{m}$  (>178 $\mu\text{m}$ ) 共 4 个等级各占百分比为 25%、35%、25%、15% 进行计算，然后将计算的增量值叠加，计算总包络面积。

表 7.1-3 钻屑粒径分布

<105 $\mu\text{m}$	105~140 $\mu\text{m}$	140~178 $\mu\text{m}$	>178 $\mu\text{m}$
25	35	25	15

#### b. 预测方法及预测结果

由于钻屑为海表连续排放，且排放时间较长，本次预测钻屑排放时段涵盖了大潮和小潮，取浓度最大包络线作为预测结果。本项目涉及钻屑排放的 2 座平台中，BZ26-6WHPC 平台钻屑排放速率最大，因此选取该平台进行钻屑排放预测，其余平台结果与之类比。本次预测的 BZ26-6WHPC 平台钻屑排放预测结果见图 7.1-4，海水水质超标情况及超标不同浓度区间面积见表 7.1-4 和表 7.1-5。由预测结果可以看出，钻屑对水质的影响范围较小，BZ26-6WHPC 平台钻屑排放造成的悬浮物浓度超标主要集中在模型中垂向第 1、2 层，其余层无悬浮物超标面积。第 1 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为\*\*km<sup>2</sup>，离排放点的最大距离为\*\*km，钻屑停止排放后最大\*\*h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

图 7.1-4 BZ26-6WHPC 平台钻屑排放浓度包络线

表 7.1-4 新建平台钻屑排放预测结果

平台	层位	超一（二）类 包络面积 (km <sup>2</sup> )	超三类包 络面积 (km <sup>2</sup> )	超四类包 络面积 (km <sup>2</sup> )	超一（二） 类最大距 离(km)	恢复 时间(h)	覆盖 2cm 面积 (km <sup>2</sup> )
BZ26-6WHPC	第 1 层						
	第 2 层						
BZ26-6WHPD (类比结果)	第 1 层						
	第 2 层						
总计	第 1 层						
	第 2 层						

表 7.1-5 新建平台钻屑排放浓度区间面积 (km<sup>2</sup>)

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
BZ26-6WHPC	第 1 层				
	第 2 层				
BZ26-6WHPD (类比结果)	第 1 层				
	第 2 层				
总计	第 1 层				
	第 2 层				



## 7.1.2.3 钻井液浓度场预测

## a. 排放方式及源强

钻井液在钻井过程中循环使用，最大排放速率出现在钻井完成后一次性排放。据核算，新建 BZ26-6WHPC 平台采用 2 艘钻井船同步钻井，钻井液最大一次性排放量为  $^{**}m^3$ ，保守考虑双侧同时排放，按照  $^{**}m^3/h$  进行预测；新建 BZ26-6WHPD 平台则采用一座钻井平台钻井，钻井液最大一次性排放量为  $^{**}m^3$ ，最大排放速率为  $^{**}m^3/h$ 。

钻井液密度  $1.05\sim 1.48g/cm^3$ （按  $1.25g/cm^3$  计算），钻井液固相颗粒粒径  $0.008\sim 0.062mm$ ，中值粒径为  $0.016mm$ 。本项目钻井液排放情况见表 7.1-6。

表 7.1-6 钻井液排放情况

平台	最大一次性排放量( $m^3$ )	最大排放速率 ( $m^3/h$ )	排放水深
BZ26-6WHPC			海表
BZ26-6WHPD			

## b. 预测方法及预测结果

钻井液预测于大、中、小潮期间取涨潮中间时、高潮、落潮中间时、低潮 4 个典型时刻排放，最终结果取前述工况结果最大浓度叠加包络线作为预测结果。由前文分析可知，本项目涉及钻井液排放的 2 座平台位置相近且钻屑均在海表排放，其中 BZ26-6WHPC 平台钻井液最大排放速率最大，因此选取该平台进行钻井液排放预测，其余两座平台结果与之类比。

本项目 BZ26-6WHPC 平台钻井液排放预测结果见图 7.1-5，钻井液排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 7.1-7 和表 7.1-8。由预测和分析结果可以看出，钻井液排放造成的水质超标范围集中在模型垂向第 1、2 层，其余层无超标现象发生。根据统计，第 1 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为  $^{**}km^2$ ，超三、四类面积相对较小，超一（二）类水质离排放点的最大距离为  $^{**}km$ ；第 2 层超一（二）类包络面积约为  $^{**}km^2$ ，无超三四类面积；钻井液停止排放后  $^{**}h$  海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

图 7.1-5 BZ26-6WHPC 平台钻井液排放浓度包络线

表 7.1-7 新建平台钻井液排放预测结果

平台	层位	超一（二）类 包络面积	超三类 包络面积	超四类 包络面积	超一（二） 类最大距离	恢复 时间(h)
----	----	----------------	-------------	-------------	----------------	-------------



		(km <sup>2</sup> )	(km <sup>2</sup> )	(km <sup>2</sup> )	(km)	
BZ26-6WHPD	第 1 层					
	第 2 层					
BZ26-6WHPD (类比结果)	第 1 层					
	第 2 层					
总计	第 1 层					
	第 2 层					

表 7.1-8 新建平台钻井液排放浓度区间面积 (km<sup>2</sup>)

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
BZ26-6WHPD	第 1 层				
	第 2 层				
BZ26-6WHPD (类比结果)	第 1 层				
	第 2 层				
总计	第 1 层				
	第 2 层				

## 7.1.2.4 悬浮物浓度场预测

## a. 排放方式及源强

本项目计划新建 6 条海底管道及 3 条海底电缆，其中海底管道采用后挖沟铺设方式，海底电缆采用边铺边埋铺设方式，常规埋设段自然回填，穿越航线或水道时将采用人工回填碎石的方式保护。

挖沟截面近似梯形，海底管道常规埋设段挖沟顶宽\*m，顶宽\*m，挖沟深度保证管道顶部距离海床表面\*m，穿越航道或水道时底宽\*m，顶宽\*m，埋深加深至\*m；海底电缆常规铺设段底宽\*m，顶宽\*m，埋深\*m，穿越航道或水道时底宽\*m，顶宽\*m，埋深加深至\*m。根据挖沟尺寸及挖沟速度，估算悬浮物源强。参考本海域历史其他项目挖沟起沙率数据，保守考虑本项目起沙率 10.0%进行核算，海缆悬浮物产生速率为(\*~\*) kg/s，海底管道悬浮物产生速率为(\*~\*) kg/s。海底管缆铺设悬浮物源强核算结果见表 7.1-9。

表 7.1-9 管缆铺设悬浮物源强核算结果

管缆名称		长度(km)	挖沟（上宽/下宽/埋深）(m)	挖沟速度（km/d）	悬浮物排放速率（kg/s）
BZ26-6WHPD 至 BZ26-6WHPD 混输海管	常规段				
	穿越段				
BZ26-6WHPD 至 BZ26-6CEPA 混输海管	全段				
BZ34-2/4CEPA 至 KL3-2 CEPA 原油海管	常规段				
	穿越段				
BZ26-6CEPA 至	全段				



BZ26-6WHPC 干气海管					
BZ26-6WHPC 至 BZ26-6WHPD 干气海管	常规段				
	穿越段				
BZ19-2CEPE 至 BZ26-6CEPA CO <sub>2</sub> 管道	常规段				
	穿越段				
BZ26-6WHPC 至 BZ26-6WHPD 电缆	常规段				
	穿越段				
BZ34-1EPP 至 BZ26-6CEPA 电缆	常规段				
	穿越段				
BZ26-6CEPA 至 BZ26-6WHPC 电缆	全段				

#### b. 预测方法及预测结果

本报告计算不同浓度悬浮物影响面积是采取控制点连线的方法，即选取海底管缆起止端点作为控制点，将每个控制点作为悬浮物排放位置，分别计算各点在不同潮时（高潮、低潮、涨潮中间时、落潮中间时）下的浓度增加值。叠加各控制点在各潮时状况下的浓度分布，连接各点浓度超标范围最外沿，形成海底管缆施工悬浮物扩散最大外包络线。

本报告中，对于相同铺设路由的管缆选取源强较大的进行预测，其余与之类比。本次预测的 BZ26-6 WHPD 至 BZ26-6 WHPC 混输海管、BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 原油海管、BZ19-2 CEPE 至 BZ26-6CEPA CO<sub>2</sub> 管道和 BZ34-1EPP 至 BZ26-6 CEPA 电缆控制点分布见图 7.1-6~图 7.1-9，BZ26-6WHPC 至 BZ26-6 CEPA 电缆路由为两端平台所连直线且无源强变化情况，在此不再给出。

图 7.1-6 BZ26-6WHPD 至 BZ26-6WHPC 混输海管悬浮物预测控制点

图 7.1-7 BZ34-2/4CEPA 至 KL3-2 CEPA 原油海管悬浮物预测控制点

图 7.1-8 BZ34-1EPP 至 BZ26-6CEPA 电缆悬浮物预测控制点

图 7.1-9 BZ19-2CEPE 至 BZ26-6CEPA CO<sub>2</sub> 管道悬浮物预测控制点

本次预测的海底管缆挖沟悬浮物影响面积及距离等见表 7.1-10~表 7.1-11，挖沟造成的悬浮物扩散包络图见图 7.1-10~图 7.1-14。由预测结果可以看出，悬浮物浓度超标出现在第 2、3 层，其余层无悬浮物超标面积，浓度超标面积有从下至上呈逐渐减小的趋势。第 3 层超一（二）类最大面积合计为 81.107km<sup>2</sup>，最



大扩散距离约为 0.75km，悬浮物覆盖厚度超过 2cm 的总面积约为 1.536km<sup>2</sup>，施工作业停止后最大 7.5h 海域即可恢复施工前的水质。

图 7.1-10 BZ26-6WHPD 至 BZ26-6WHPC 混输海管悬浮物包络

图 7.1-12 BZ26-6WHPC 至 BZ26-6CEPA 电缆悬浮物包络

图 7.1-13 BZ34-2/4CEPA 至 KL3-2 CEPA 原油海管悬浮物包络

图 7.1-14 BZ34-1EPP 至 BZ26-6CEPA 电缆悬浮物包络

图 7.1-15 BZ19-2CEPE 至 BZ26-6CEPA CO<sub>2</sub> 管道悬浮物包络

表 7.1-10 铺设海底管缆悬浮物预测结果

层位	超一（二） 类包络面积 (km <sup>2</sup> )	超三类包络 面积 (km <sup>2</sup> )	超四类包络 面积 (km <sup>2</sup> )	超一（二） 类最大距 离 (km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 面积 (km <sup>2</sup> )
BZ26-6WHPD 至 BZ26-6WHPC 混输海管						
第 2 层						
第 3 层						
BZ26-6WHPC 至 BZ26-6WHPD 干气海管（类比结果）						
第 2 层						
第 3 层						
BZ26-6WHPC 至 BZ26-6WHPD 电缆						
第 2 层						
第 3 层						
BZ26-6WHPC 至 BZ26-6CEPA 混输海管						
第 2 层						
第 3 层						
BZ26-6CEPA 至 BZ26-6WHPC 干气海管（类比结果）						
第 2 层						
第 3 层						
BZ26-6CEPA 至 BZ26-6WHPC 电缆（类比结果）						
第 2 层						
第 3 层						
BZ34-2/4CEPA 至 KL3-2 CEPA 原油海管						
第 2 层						





第 3 层						
BZ19-2 至 BZ26-6CEPA CO <sub>2</sub> 管道						
第 2 层						
第 3 层						
BZ34-1EPP 至 BZ26-6CEPA 电缆						
第 2 层						
第 3 层						
总计						
第 2 层						
第 3 层						

表 7.1-11 铺设海底管缆悬浮物不同浓度区间面积 (km<sup>2</sup>)

层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
BZ26-6WHPD 至 BZ26-6WHPC 混输海管				
第 2 层				
第 3 层				
BZ26-6WHPC 至 BZ26-6WHPD 干气海管（类比结果）				
第 2 层				
第 3 层				
BZ26-6WHPC 至 BZ26-6WHPD 电缆				
第 2 层				
第 3 层				
BZ26-6WHPC 至 BZ26-6CEPA 混输海管（类比结果）				
第 2 层				
第 3 层				
BZ26-6CEPA 至 BZ26-6WHPC 干气海管（类比结果）				
第 2 层				
第 3 层				
BZ26-6CEPA 至 BZ26-6WHPC 电缆				
第 2 层				
第 3 层				
BZ34-2/4CEPA 至 KL3-2 CEPA 原油海管				
第 2 层				
第 3 层				
BZ19-2CEPE 至 BZ26-6CEPA CO <sub>2</sub> 管道				
第 2 层				
第 3 层				
BZ34-1EPP 至 BZ26-6CEPA 电缆				
第 2 层				
第 3 层				
总计				
第 2 层				
第 3 层				

### 7.1.3 温排水预测

本项目投产后，依托 BZ26-6CEPA 平台的循环冷却水系统，BZ26-6CEPA 平



台温排水排放量最大为\*\*m<sup>3</sup>/h，最大温升为\*\*℃。

#### a. 热传导方程

温度的输运传导遵循对流扩散方程：

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{\partial uT}{\partial x} + \frac{\partial vT}{\partial y} + \frac{\partial wT}{\partial z} = F_T + \frac{\partial}{\partial z} \left( D_v \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \hat{H} + T_s S$$

式中， $D_v$ 为垂向湍流扩散系数； $\hat{H}$ 为大气的热交换源项； $T_s$ 为温度源项； $F_T$ 为温度水平扩散项。

表面和底部边界：

$$z = \eta:$$

$$D_h \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{Q_n}{\rho_0 c_p} + T_p \hat{P} - T_e \hat{E}$$

$$z = -d:$$

$$\frac{\partial T}{\partial z} = 0$$

式中， $Q_n$ 为表面热通量； $c_p=4217\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ ，为水的比热。

大气热交换基于潜热通量、感热通量、短波辐射、长波辐射四个过程进行计算。

潜热通量：

潜热通量（蒸发造成的热量损失）遵循道尔顿方程：

$$q_v = LC_e(a_1 + b_1 W_{2m})(Q_{\text{water}} - Q_{\text{air}})$$

式中， $L=2.5 \times 10^6\text{J}/\text{kg}$ ，为蒸发潜热； $C_e=1.32 \times 10^{-3}$ ，为道尔顿常数； $W_{2m}$ 为水面上 2m 风速； $Q_{\text{water}}$ 为水表水蒸气密度， $Q_{\text{air}}$ 为大气中水蒸气密度； $a_1$ 、 $b_1$ 为常数，此处分别取 0.5 和 0.9。

感热通量：

感热通量取决于水面与大气之间边界层类型，通常边界层为湍流边界，遵循着如下关系：

$$q_c = \begin{cases} \rho_{\text{air}} c_{\text{air}} c_{\text{heating}} W_{10} (T_{\text{air}} - T_{\text{water}}) & T_{\text{air}} \geq T \\ \rho_{\text{air}} c_{\text{air}} c_{\text{cooling}} W_{10} (T_{\text{air}} - T_{\text{water}}) & T_{\text{air}} < T \end{cases}$$

式中， $\rho_{\text{air}}$ 为大气密度； $c_{\text{air}}$ 为大气比热； $c_{\text{heating}}$ 、 $c_{\text{cooling}}$ 为斯坦顿常数（均为 0.0011）； $W_{10}$ 为水面上 10m 风速，临界默认风速值为 7m/s。

短波辐射：



其强度取决于与太阳的距离、赤纬角和纬度、地外辐射以及大气中水蒸气的含量。一天中短波辐射强度随入射角而变化，地表短波辐射强度  $H_0$  ( $\text{MJ}/\text{m}^2/\text{d}$ ) 按下式计算：

$$H_0 = \frac{24}{\pi} q_{sc} E_0 \cos(\phi) (\sin(\omega_{sr}) - \omega_{sr} \cos(\omega_{sr}))$$

长波辐射：

水面对大气的长波辐射减去大气对水面的长波辐射称为净长波辐射，取决于云量，空气温度，空气中的蒸汽压力和相对湿度，净输出的长波辐射  $q_{lr,net}$  ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) 由布伦特方程给出：

$$q_{lr,net} = -\sigma_{sb}(T_{air} - T_k)^4(a - b\sqrt{e_d})(c + \frac{n}{n_d})$$

式中， $e_d$  为露点温度下的蒸汽压力； $n$  为日照时间， $n_d$  为最大日照时间； $\sigma_{sb}=5.6697 \times 10^{-8} \text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ \text{K}^4)$ ，为玻尔兹曼常数。

#### b. 预测源强及预测方法

本项目 BZ26-6 CEPA 平台最大排量为  $4524 \text{m}^3/\text{h}$ ，于海表排放，温排水较排放水体最大温升为  $10^\circ\text{C}$ 。

在计算温排水造成的海水温升时，温度初始场保守选取夏季水温 ( $28^\circ\text{C}$ )、空气温度取  $35^\circ\text{C}$ 、相对空气湿度取 88%、风速根据现状调查资料取夏季常风向风速，设为  $5 \text{m/s}$ ，长波辐射、短波辐射值根据美国国家海洋中心发布的夏季海区平均辐射强度分别取  $-50 \text{W}/\text{m}^2$ 、 $230 \text{W}/\text{m}^2$ 。温度场计算时长取 30d，结果统计温升最大包络范围。

#### c. 预测结果

BZ26-6 CEPA 平台温排水引起的温升结果见图 7.1-15，由预测结果可知，由于温排水排量很小，由于海流的对流扩散作用，预测网格分辨率 ( $30 \text{m}$ ) 下温排水造成的平台海水周围最大温升约  $**^\circ\text{C}$ ，海水温度超一类海水水质范围远小于一个网格 ( $0.0004 \text{km}^2$ )。温排水对海水温度影响较小。

图 7.1-15 BZ26-6 CEPA 平台温排水排放温升包络线

### 7.1.4 海水水质环境影响评价

#### 7.1.4.1 钻屑对海水水质的影响

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，



沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内，本项目涉及钻屑排放的平台悬浮物超标主要在模型垂向第 1、2 层，在第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积合计为  $0.95\text{km}^2$ ，距排放点的最大距离为  $**\text{km}$ ，停止排放后最大  $**\text{h}$  海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

#### 7.1.4.2 钻井液对海水水质的影响

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。根据预测结果，本项目涉及钻井液排放的平台悬浮物超标主要在模型垂向第 1、2 层，在第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积合计为  $**\text{km}^2$ ，距排放点的最大距离为  $**\text{km}$ ，停止排放后最大  $**\text{h}$  海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

#### 7.1.4.3 铺设海底管缆对海水水质的影响

海底管缆挖沟铺设掀起的悬浮物有部分进入水体，短期内对海水水质造成一定的影响，这种影响是短期的、一次性的、可恢复的，挖沟搅起的悬浮物的影响主要在施工管缆两侧。

海底管缆挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为  $**\text{km}$ ，造成的水质超标范围主要集中在模型垂向第 2、3 层。其中第 3 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为  $**\text{km}^2$ ，第 2 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为  $**\text{km}^2$ ，其他层无污染物超标面积；超三、四类水质海域影响范围主要在模型第 3 层，其面积相对较小。海底管缆铺设作业停止后最大约  $**\text{h}$ ，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

### 7.1.5 海洋沉积物环境影响评价

#### 7.1.5.1 钻屑排放对沉积物环境的影响

钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。根据预测结果，本项目新建平台钻屑覆盖厚度超过  $2\text{cm}$  的面积合计为  $**\text{km}^2$ 。



### 7.1.5.2 海底管缆铺设对沉积物环境的影响

铺设海底管缆对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在海流和重力作用下自然回填管/缆沟，覆盖厚度 $>2\text{cm}$ 的面积主要位于管/缆沟两侧附近，因悬浮物均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境变化。本项目新铺 3 条海底电缆、6 条海底管道。根据预测结果，铺设海底管/缆悬浮物覆盖  $2\text{cm}$  厚度的覆盖面积合计为  $**\text{km}^2$ 。

本项目新建海底管道全程埋设。海底管道牺牲阳极中的锌在发生原电池反应后，将以锌离子形态释放到海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。海底管道阳极块均匀分布，由于阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不会相互叠加。假定其释放到周围  $10\text{m}$  的海底沉积物，可使周围沉积物锌含量增加  $** \times 10^{-6}$ ，叠加本海区沉积物的锌含量最大值  $** \times 10^{-6}$ ，则海底管道周围沉积物中锌含量最大为  $** \times 10^{-6}$ ，远低于海洋沉积物质量标准的第一类标准值  $150 \times 10^{-6}$ ，因此海底管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌污染。

## 7.1.6 海洋生态环境影响评价

### 7.1.6.1 对浮游植物的影响分析

本项目在钻完井阶段所产生的钻屑，使钻井平台周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖，降低海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。由于钻井阶段时间较短，随着施工作业结束，停止钻屑的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。

海底管/缆铺设搅起的小颗粒轻物质悬浮于水中，将使海水浑浊度增加，透明度降低，致使光合作用降低，从而影响浮游植物的繁殖生长，初级生产力将受到影响。但由于底质多以粉砂和砂质粉砂为主，沉积物粒径较粗，水中悬浮物沉降速度快，运移规模也小，沉积物悬浮时间较短，因此挖沟引起的海水透明度降低会很快得到恢复。

### 7.1.6.2 对浮游动物的影响分析

浮游植物生产的产物基本上要通过浮游动物这个环节才能被其他动物所利用，浮游动物通过摄食影响或控制初级生产力，同时其种群动态变化又可能影





响许多鱼类和其他动物资源群体的生物量。钻井过程中钻屑的排放以及海底管/缆铺设挖起的悬浮物将增加海水的浑浊度，减少了透光层的厚度，使生物合成量减少，同时使整个水层浮游植物的生产力水平下降，不利于浮游植物生长繁殖，进一步影响浮游动物的摄食能力和摄食量，从而影响了浮游动物的生长和繁殖。但这种影响是短时期的，完成作业之后，通过一系列的稀释、吸附、沉淀或扩散等海洋环境的物理过程，可以恢复浮游生物的正常生存环境。

#### 7.1.6.3 对底栖生物的影响分析

国外的研究结果表明，钻屑的排放对鱼、蟹等移动性生物没有明显的不利影响，其主要会通过以下几种方式对底栖生物产生不利影响：（1）直接掩埋和覆盖沉积区内的底上和底内动物；（2）沉积层化学和构造上的改变对某些底栖生物的掘穴与索食产生影响；（3）沉积区内高耗氧量有机物的富集造成沉积层缺氧从而影响生物的生存；（4）沉积区内或附近底栖动物体的石油类和重金属等有毒物质的含量增加。

基于上述分析并根据预测结果：本项目新建平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为\*\*km<sup>2</sup>（2 座平台共计\*\*km<sup>2</sup>），可以做出如下预测：（1）在排放点周围约\*\*km<sup>2</sup> 范围内底栖生物可能会受到钻屑排放的影响。（2）除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。（3）本项目在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围\*\*km<sup>2</sup> 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

海底管缆铺设挖沟所破坏的海底面积及在沟两侧所堆积的挖沟泥沙对底栖生物造成毁灭性破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏施工现场周围海底部分底栖生物并影响沿管/缆一带的海底生态环境，对底栖生物的影响主要是对底栖生物的掩埋作用。

堆积在管/缆沟两侧的沉积物，在海水运动作用下部分将很快回填于管/缆沟。但挖沟所破坏的海底海床以及在沟两侧所堆积的泥沙对底栖生物的掩埋造成破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏周围底栖生物并影响沿海底管/缆一带的海底生态环境。但随着施工结束以及时间的推移，海底管缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。根





据预测结果，本项目挖沟铺设 3 条海缆、6 条海底管道，铺设海底管/缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积范围内底栖生物将难以生存，覆盖面积为\*\*km<sup>2</sup>。

#### 7.1.6.4 工程对渔业资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡，对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响，例如：①造成生物栖息环境的改变或破坏，引起食物链和生态结构的逐步变化，导致生物多样性和生物丰度下降；②造成水体中溶解氧、透光度和可视性下降，使光合作用强度和初级生产力发生变化，进而影响水生动物的生长和发育；③混浊的水体使某些种类的游动、觅食、躲避致害、抵抗疾病和繁殖的能力下降，降低生物群体的更新能力等。

施工对渔业的影响还体现在浮游动物与浮游植物食物供应所受到的影响上。浮游植物和浮游动物是海洋生物的初级和次级生产力，施工过程会对浮游植物和浮游动物的生长产生不利影响，严重时甚至会导致死亡。部分鱼类是以浮游植物为食，而且这些种类多为定置性种类，活动能力较弱，工程施工期会对其生长产生不利影响。因此，从食物链的角度考虑，施工不可避免对鱼类和虾类的存活与生长产生抑制作用，对渔业资源带来一定负面影响。

#### 7.1.7 海洋生物资源损失评估

##### 7.1.7.1 海洋生物资源损失计算方法

##### a. 悬浮物海洋生物资源损失计算方法

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），悬浮物超标引起海洋生物的损失中按以下公式计算：

$$W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij} \quad (7.1-1)$$

式中： $W_i$ —第  $i$  种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾或个或千克(kg)；

$D_{ij}$ —某一污染物第  $j$  类浓度增量区第  $i$  种类生物资源密度，单位为尾/平方千米、个/平方千米或千克/平方千米 (kg/km<sup>2</sup>)；

$S_j$ —某一污染物第  $j$  类浓度增量区面积 (km<sup>2</sup>)；

$K_{ij}$ —某一污染物第  $j$  类浓度增量区第  $i$  种类生物资源损失率，%；

$N$ —某一污染物浓度增量分区总数。

当污染物浓度增量区域存在时间超过 15d 时，应计算生物资源的累计损失



量。计算以年为单位的生物资源的累计损失量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T \quad (7.1-2)$$

式中： $M_i$ —第  $i$  种类生物资源累计损失量，单位为尾、个或千克（kg）；

$W_i$ —第  $i$  种类生物资源一次平均损失量，单位为尾、个或千克（kg）；

$T$ —污染物浓度增量影响的持续周期数（以年实际影响天数除以 15），单位为个。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），各类生物的损失率取值见表 7.1-12。

表 7.1-12 各类海洋生物损失率

污染物超标倍数（ $B_i$ ）	各类生物损失率（%）		
	鱼卵、仔稚鱼	游泳动物幼体	游泳动物成体
$B_i \leq 1$ 倍	5	5	1
$1 < B_i \leq 4$ 倍	10	10	5
$4 < B_i \leq 9$ 倍	30	30	15
$B_i \geq 9$ 倍	50	50	20

#### b. 底栖生物损失计算方法

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），底栖生物损失按以下公式计算：

$$W_i = D_i \times S_i \quad (7.1-3)$$

式中： $W_i$ —第  $i$  种生物资源受损量，单位为尾或个或千克（kg），这里指底栖生物资源受损量；

$D_i$ —评估区域内第  $i$  种生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km<sup>2</sup>]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km<sup>3</sup>]或千克每平方千米（kg/km<sup>2</sup>），在此为底栖生物生物量；

$S_i$ —第  $i$  种生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km<sup>2</sup>）或立方千米（km<sup>3</sup>）。

#### c. 海洋生物资源损失计算参数

鱼卵、仔稚鱼、头足类、甲壳类资源、底栖生物均采用现状调查中本项目设施附近站位的海域调查值；海洋生物资源密度及来源详见表 7.1-13。

表 7.1-13 海洋生物资源密度及来源

资源类别	资源密度	资料来源
鱼卵		中国水产科学研究院黄海水产研究所（2023 年 5 月、调查值）
仔稚鱼		



资源类别		资源密度	资料来源
幼体	鱼类		
	头足类		
	虾类		
	蟹类		
成体			国家海洋局北海环境监测中心（2024 年 4 月调查值）
底栖生物			

### 7.1.7.2 海洋生物损失估算结果

#### a. 钻屑排海生物损失计算

根据建设方提供的钻井计划资料，本项目涉及钻井作业的单个平台年均纯钻井时间共计约为\*d，在三年内完成。按 SC/T 9110-2007 规定钻屑排放属于为持续性损害，15d 为 1 个周期，则本项目单座平台钻屑年均排放\*个周期。

根据预测结果，本项目新建平台钻屑排放造成海水水质超标范围集中在模型垂向第 1、2 两层，平台附近平均水深约\*m，因此计算损失时各区间超标面积取两层平均值，水深取超标水层总水深约\*m。各类海洋生物密度见表 7.1-13，海洋生物损失率见表 7.1-12，计算钻屑排放造成海洋生物损失见表 7.1-14。

表 7.1-14 钻屑排海海洋生物损失

资源		面积 (km <sup>2</sup> )	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 21 周期
			0.393	0.154	0.061	0.019		
鱼卵	密度 (粒/m <sup>3</sup> )							
	损失率							
	损失量 (10 <sup>6</sup> 个)							
仔稚鱼	密度 (尾/m <sup>3</sup> )							
	损失率							
	损失量 (10 <sup>6</sup> 尾)							
幼体	鱼类	密度(kg/km <sup>2</sup> )						
		损失率						
		损失量 (kg)						
	头足类	密度(kg/km <sup>2</sup> )						
		损失率						
		损失量 (kg)						
	虾类	密度(kg/km <sup>2</sup> )						
		损失率						
		损失量 (kg)						
	蟹类	密度(kg/km <sup>2</sup> )						
		损失率						
		损失量 (kg)						
成体		密度(kg/km <sup>2</sup> )						
		损失率						
		损失量 (kg)						



钻屑排放将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，钻屑按平台周围 50m 半径内底栖生物损失率 100%，覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除平台周围 50m 半径内面积）底栖生物损失率 50%，根据前述公式（7.5-3）估算钻屑排放造成底栖生物损失见表 7.1-15。

表 7.1-15 钻屑排海底栖生物损失

面积 (km <sup>2</sup> )		密度 (g/m <sup>2</sup> )	损失率	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除后者)				
周围 50m 以内				
合计				0.313

## b. 钻井液排海生物损失计算

钻井液的排放和影响时间不超过 15 天，因此按照一次性损失计算。根据预测结果，本项目新建平台钻屑排放造成海水水质超标范围集中在模型垂向第 1、2 两层，平台附近平均水深约\*\*m，因此计算损失时超标水层水深取\*\*m，各区间超标面积取两层平均值。各类海洋生物密度见表 7.1-13，海洋生物损失率见表 7.1-12，计算钻井液排放造成海洋生物损失见表 7.1-16。

表 7.1-16 钻井液排海海洋生物损失

资源		面积 (km <sup>2</sup> )	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
鱼卵	密度 (粒/m <sup>3</sup> )						
	损失率						
	损失量 (10 <sup>6</sup> 个)						
仔稚鱼	密度 (尾/m <sup>3</sup> )						
	损失率						
	损失量 (10 <sup>6</sup> 尾)						
幼体	鱼类	密度 (尾/km <sup>2</sup> )					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	头足类	密度 (尾/km <sup>2</sup> )					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	虾类 (虾姑类)	密度 (尾/km <sup>2</sup> )					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	蟹类	密度 (尾/km <sup>2</sup> )					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	成体	密度 (kg/km <sup>2</sup> )					
		损失率					
		损失量 (kg)					



## c. 海底管/缆铺设生物损失计算

根据预测结果，海底管/缆施工造成的海水悬浮超标范围集中在第 2、3 层，其余层无超标情况。工程施工范围平均水深约\*\*m，则计算时水深取\*\*m，超标范围影响面积取两层平均值。各类海洋生物密度见表 7.1-13，海洋生物损失率见表 7.1-12，计算海底管缆铺设海洋生物损失见表 7.1-17。

表 7.1-17 海底管/缆铺设海洋生物损失

资源		面积 (km <sup>2</sup> )	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
鱼卵	密度 (粒/m <sup>3</sup> )						
	损失率						
	损失量 (10 <sup>6</sup> 个)						
仔稚鱼	密度 (尾/m <sup>3</sup> )						
	损失率						
	损失量 (10 <sup>6</sup> 尾)						
幼体	鱼类	密度(kg/km <sup>2</sup> )					
		损失率					
		损失量 (kg)					
	头足类	密度(kg/km <sup>2</sup> )					
		损失率					
		损失量 (kg)					
	虾类	密度(kg/km <sup>2</sup> )					
		损失率					
		损失量 (kg)					
	蟹类	密度(kg/km <sup>2</sup> )					
		损失率					
		损失量 (kg)					
成体		密度(kg/km <sup>2</sup> )					
		损失率					
		损失量 (kg)					

铺设海管/缆将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，按管/缆中心线两侧各 5m 范围内底栖生物损失率 100%，泥沙覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除前者面积）底栖生物损失率 50%，根据前述公式（7.5-3）估算悬浮物覆盖造成底栖生物损失见表 7.1-18。

表 7.1-18 海底管缆铺设底栖生物损失

面积 (km <sup>2</sup> )		密度 (g/m <sup>2</sup> )	损失率	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除后者)				
两侧各 5m				
合计				





## d. 项目设施占海造成底栖生物资源损失计算

平台建设对底栖生物的影响一般按照平台投影面积进行计算。本项目新建平台投影面积约为\*\*m<sup>2</sup>，底栖生物密度为\*\*g/m<sup>2</sup>，按照损失率 100%计算，则新建设施共造成的底栖生物资源损失量为\*\*t。

## e. 海洋生物资源损失量小结

本项目海洋生物损失为：鱼卵\*\*×10<sup>6</sup>粒，仔稚鱼\*\*×10<sup>6</sup>尾，鱼类幼体\*\*尾，头足类幼体\*\*尾，虾类幼体\*\*尾，蟹类幼体\*\*尾，成体\*\*kg，底栖生物\*\*t，具体见表 7.1-19。

表 7.1-19 海洋生物损失量汇总

生物名称	平台占海	钻屑	钻井液	海底管缆铺设	合计
鱼卵（10 <sup>6</sup> 粒）	--				
仔稚鱼（10 <sup>6</sup> 尾）	--				
鱼类幼体（kg）	--				
头足类幼体（kg）	--				
虾类幼体（kg）	--				
蟹类幼体（kg）	--				
成体（kg）	--				
底栖生物（t）					

## 7.1.8 环境敏感目标影响分析

本项目新建设施本项目位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场内，距离水产种质资源保护区、生态红线区等其他的环境敏感目标在\*\*km 以上。本项目在建设阶段主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液以及海底管缆挖沟埋设产生的悬浮物，最大影响距离为\*\*km，且其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。本项目投产后接入 BZ26-6CEPA 平台产生温排水，由于其排放量及温升较小，其对海水水体温度造成的影响也较小。正常建设、生产期间不会对前述敏感目标产生影响。建设方拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，排放对周围环境的影响范围和程度较小。在采取了适当的生态修复与补偿措施之后，损失的海洋生物会很快得到恢复。因此，本项目的建设和生产对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

## 7.1.9 工程对冲淤环境的影响分析

本项目新建平台采用钢制桩腿结构，为透水式结构，平台建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。海底管/缆埋在海底，施工期掀起的悬浮泥沙在水流的作用下逐渐沉积在管/缆沟周围，由于悬浮泥沙的产生量较小，加上潮流长时间





的输沙作用，不容易淤积，对海底地貌的影响较小。因此，本工程的建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。

#### 7.1.10 工程对水文动力的影响分析

本项目主要工程内容为新建 2 座平台、铺设 6 条海底管道和 3 条海底电缆。由于平台为透水式结构，井口平台等对周边的水动力环境影响很小。新建海底电缆/管道埋设于海底以下，挖起的海底泥沙短时间堆积于管/缆沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于管/缆沟，铺设完成后不会影响工程海域水文动力环境。因此对水文动力环境影响很小。

### 7.2 陆上工程环境影响预测与评价

#### 7.2.1 施工期环境影响分析

本次滨州终端改扩建工程分期建设，分别对前期工程和后期工程的施工期环境影响进行分析。

##### 7.2.1.1 施工期大气环境影响分析

根据本项目的施工特点，前期工程和后期工程施工期产生的主要大气污染物均为施工扬尘、施工机械和车辆排放产生的废气，焊接过程中产生的烟尘，喷漆过程中产生的喷漆废气等。

##### a. 扬尘

车辆往来运输和人员活动等不可避免要产生扬尘污染。厂区场地平整等土石方工程会造成土壤松动，在外力作用下易产生扬尘；土石方、建筑材料的装卸过程与运输过程，以及施工机械往来过程产生道路扬尘；施工场地地表裸露，起风后产生二次扬尘。

不同气象条件下，产生的地面扬尘浓度也不相同，而且随距离的增加，扬尘浓度逐渐降低，因此，施工期产生的扬尘仅在近距离有一定的影响。据类比调查，在大风情况下，施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达  $3\text{mg}/\text{m}^3$  以上，25m 处为  $1.5\text{mg}/\text{m}^3$ ，下风向 100m 范围内总悬浮颗粒物（TSP）约为  $0.12\sim 0.78\text{mg}/\text{m}^3$ 。

施工时，施工单位应对粉状物料进行遮挡，并在施工时有规律的洒水降尘。采取以上措施可有效降低施工扬尘的影响。

##### b. 施工机械、车辆等尾气

各施工机械、车辆等以柴油、汽油为燃料，施工过程中会产生一定量的燃油废气，主要污染物为  $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{CO}$ 、碳氢化合物等。加强施工管理，确保



进场施工机械、车辆和燃料符合国家规定的标准，施工机械、车辆废气对周边大气环境产生的影响较小，且随着施工结束，影响随之消失。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

#### c. 焊接烟尘

本项目在设备安装、管道连接等均使用焊接，在焊接过程中将有一部分焊接烟气产生。焊接烟气成分大致分为尘粒和气体两类。焊接烟气属于间断的无组织排放，产生的烟尘自重较大，影响范围主要集中在作业现场附近。焊接在露天进行作业，大气扩散条件比较好，当施工结束后，该影响将随之消失，因此施工期间的焊接烟尘属于短期影响，对周围大气环境产生的影响较小。

#### d. 喷漆废气

本项目管线、设备等防腐、防渗等施工过程会产生少量挥发性有机物，为无组织排放，且随施工进度分布在各处，当施工结束后，该影响将随之消失，因此施工期防腐、防渗等施工过程产生的挥发性有机物属于短期影响，对周围大气环境产生的影响较小。

### 7.2.1.2 施工期地表水环境影响分析

本目前期工程和后期工程施工期废水主要包括施工人员生活污水和施工过程中产生的少量施工废水。

#### a. 生活污水影响分析

根据本目前期工程施工内容，本项目施工人数约为 200 人，施工周期约 430 天，每人每天平均生活污水产生量按 50L 估算，施工期生活污水产生量约为 10m<sup>3</sup>/d。其中，主要污染物为 COD、BOD<sub>5</sub>、氨氮、总氮和 SS，浓度分别以 300mg/L、150mg/L、30mg/L、60mg/L 和 200mg/L 计，以此估算施工期间生活污水各项污染物产生量。施工人员生活污水产生情况见表 7.2-1。

施工期施工人员生活污水进入厂区设置的临时厕所，由施工方委托专业环卫公司定期清运。

表 7.2-1 前期工程施工期生活污水产生情况

污染源	施工周期 (d)	指标	排放浓度 (mg/L)	产生量 (kg/d)	施工期产生总量(t)
施工人员 生活废水	430	施工期生活污水	/		
		COD	300		
		BOD <sub>5</sub>	150		



		总氮	60		
		氨氮	30		
		SS	200		

根据本项目后期工程施工内容，施工人数约为 200 人，施工周期约 550 天，每人每天平均生活污水产生量按 50L 估算，施工期生活污水产生量约为 10m<sup>3</sup>/d。其中，主要污染物为 COD、BOD<sub>5</sub>、氨氮、总氮和 SS，浓度分别以 300mg/L、150mg/L、30mg/L、60mg/L 和 200mg/L 计，以此估算施工期间生活污水各项污染物产生量。施工人员生活污水产生情况见表 7.2-2。

施工期施工人员生活污水进入厂区设置的临时厕所，由施工方委托专业环卫公司定期清运。

表 7.2-2 后期工程施工期生活污水产生情况

污染源	施工周期 (d)	指标	排放浓度 (mg/L)	产生量 (kg/d)	施工期产生总量 (t)
施工人员生活废水	550	施工期生活污水	/		
		COD	300		
		BOD <sub>5</sub>	150		
		总氮	60		
		氨氮	30		
		SS	200		

综上，本项目前期及后期工程施工期生活污水对周边地表水环境影响较小。

#### b. 施工生产废水

前期工程与后期工程施工生产废水主要包括：施工机械和车辆冲洗废水、管道清洗试压废水、设备维修含油污水等。施工机械和车辆冲洗废水主要污染物为悬浮物，统一收集后，用于厂区洒水除尘；清管和试压废水主要污染物为悬浮物和少量铁锈、焊渣等，经静置沉淀后用于厂区洒水除尘。

含油污水经收集后由施工方委托有资质单位处理，对周边地下水环境影响较小。

#### 7.2.1.3 施工期声环境影响分析

前期工程与后期工程施工期声环境污染因素主要均为施工车辆及各类施工机械设备作业产生的噪声，其排放强度与施工作业内容及机械/车辆类型、数量不同而不同，具有间断性和暂时性。

本项目施工期在厂地平整、设备运输、设备安装、设备及管道焊接、敷设等施工过程中，因使用各种机械设备和车辆而产生噪声污染，其排放强度根据装卸、运输的车辆和工具的型号不同有所不同，一般约 85~110dB(A)，具有间断



性和暂时性。

通过采取可行的措施来防治噪声污染，如优先选用低噪声施工机械设备，加强对施工机械设备的维修保养，合理安排施工时间等，本项目施工期对周边声环境影响较小。

#### 7.2.1.4 施工期固体废物污染环境的影响分析

前期工程与后期工程施工期产生的固体废物主要均为施工人员生活垃圾、建筑施工垃圾、废油漆桶、废油漆和废机油等。

##### a. 生活垃圾

根据前期工程施工内容，本项目施工人数约为 200 人，施工周期约 430 天，人均生活垃圾产生量按照 1.0kg/人·日计算，则施工期间的生活垃圾总量为 86.0t。滨州终端一期工程配备垃圾桶或垃圾箱，生活垃圾经分类收集后由环卫部门统一处理。

根据后期工程施工内容，本项目施工人数约为 200 人，施工周期约 550 天，人均生活垃圾产生量按照 1.0kg/人·日计算，则施工期间的生活垃圾总量为 110t。滨州终端一期工程配备垃圾桶或垃圾箱，生活垃圾经分类收集后由环卫部门统一处理。

本项目施工期生活垃圾对周边环境影响较小。

##### b. 施工垃圾、建筑垃圾

本项目施工过程产生的施工垃圾主要是少量的废包装物、边角料、焊头等固体废物，建筑垃圾主要是废混凝土、砂石、板材等，不属于有毒、有害类垃圾。施工垃圾和建筑垃圾在施工现场集中收集后进行回收利用或合理处置，通过采取相关措施，本项目施工期施工垃圾、建筑垃圾对环境的影响较小。

##### c. 危险废物

本项目喷漆及防腐过程中产生的废油漆桶、防腐涂料桶、漆渣等，施工机械维修、保养期间产生的废机油，均属于危险废物（HW49 900-041-49、HW12 900-252-12、HW08 900-249-08），分类收集后暂存于滨州终端现有危险废物贮存库，定期委托有资质的单位处理。因此本项目施工期危险废物得到妥善处置，对环境的影响较小。

#### 7.2.1.5 施工期地下水环境影响分析

本项目前期工程和后期工程施工期废水主要包括施工人员生活污水和施工





过程产生的少量施工废水。

#### a. 生活污水影响分析

前期工程与后期工程施工期生活污水主要污染物为 COD、BOD<sub>5</sub>、氨氮、总氮和 SS，施工期施工人员生活污水进入厂区设置的临时厕所，由施工方委托专业环卫公司定期清运。对周边地下水环境影响较小。

#### b. 施工生产废水

前期工程与后期工程施工生产废水主要包括：施工机械和车辆冲洗废水、管道清洗试压废水、设备维修含油污水等。施工机械和车辆冲洗废水主要污染物为悬浮物，统一收集后，用于厂区洒水除尘；清管和试压废水主要污染物为悬浮物和少量铁锈、焊渣等，经静置沉淀后用于厂区洒水除尘；含油污水经收集后由施工方委托有资质单位/现有工程生产废水处理系统进行处理，对周边地下水环境影响较小。

#### 7.2.1.6 施工期土壤环境影响分析

本项目施工时场地内已完成回填、覆盖客土，施工过程仅扰动表土，不会加重区域土壤含盐量。

本目前期工程和后期工程施工期对土壤的影响主要来自两方面：1）施工期建设对土壤的占压、扰动破坏；2）施工期间的废水排放、固体废物堆放及施工设备漏油等产生的污染物进入土壤。

本项目建设阶段，施工机械运行、车辆运输等，对土壤的影响主要是占压和扰动破坏，均在现有终端范围内，影响较小。施工结束后大部分将进行硬化处理，施工区域自然土壤的理化性质、肥力水平受到一定的影响，并进一步影响地表植被恢复。

另外，若施工车辆或施工器械出现漏油情况，或对施工车辆或器械的冲洗含油废水不进行收集，设备、储罐涂装防腐过程中产生的废油漆、涂料包装桶等危险废物，若处置不当，乱扔乱弃等，都有可能对土壤环境产生影响。因此需加强施工阶段的工程管理，禁止施工阶段产生的废水和废物随意排放和随意丢弃，做好施工期的污染防治工作。

#### 7.2.1.7 施工期生态环境影响分析

本项目终端扩建前期工程和后期工程占地范围内土地利用现状为盐田，植被稀少。



本项目前期工程和后期工程在施工期间对生态的环境影响主要包括项目占地范围（包括永久占地和临时占地）内土地利用类型的改变，现有植被的破坏（表现为植被生物量的损失），可能引起水土流失以及对野生动物的影响等。

#### a. 对土地利用类型的影响分析

本项目前期工程和后期工程均在滨州终端北侧进行扩建，在一期占地范围内进行部分改扩建，前期工程主要包括天然气处理装置扩容改造、新增 1 套脱酸装置、1 套 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置，其他环保工程、公辅工程等依托现有工程；后期工程段主要包括新增 1 套天然气处理装置、1 套 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置、建 1 套脱盐水装置和配套相关储运、公用工程等，部分依托现有工程。新增永久占地 11.912hm<sup>2</sup>，土地利用现状为盐田（0603），投产后土地利用类型为工业用地（0601）。

#### b. 对植被的影响分析

根据现场调查，现有终端场地已平整完成，终端内目前没有植被，因此，本项目终端内建设对植被基本无影响，无植被生物损失量。

#### c. 对野生动物的影响分析

项目所在地人为活动强烈，在长期和频繁的人类活动中，常见的动物主要为昆虫类、爬行类、两栖类等。本项目紧邻 S311 省道和 G339 国道，受交通噪声影响，动物分布较少。因此，对周边野生动物及栖息地影响较小。

#### d. 水土流失影响分析

现有终端场地已平整完成，对项目周边造成水土流失影响较小。

### 7.2.2 运营期影响预测与评价

本次滨州终端改扩建工程分期建设，分别对前期工程和后期工程的运营期环境影响进行预测与评价。

#### 7.2.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

##### a. 大气环境影响分析

##### 1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求，结合本项目工程分析，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用导则附录 A 推荐的 AERSCREEN 估算模型，分别计算各污染物的最大地面空气质量浓度占标率  $P_i$ （第  $i$  个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第  $i$  个污染物的地面





空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离 D10%，对项目的大气环境影响评价工作等级进行分级。

其中，最大浓度占标率  $P_i$  的计算公式为：

$$P_i = (C_i / C_{0i}) \times 100\%$$

式中： $P_i$  为第  $i$  个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

$C_i$  为用估算模式计算出的第  $i$  个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$C_{0i}$  为第  $i$  个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

取  $P_i$  值中最大者  $P_{\max}$ ，评价等级按表 7.2-3 进行判别。

表 7.2-3 大气环境影响评价工作等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一	$P_{\max} \geq 10\%$
二	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三	$P_{\max} < 1\%$

估算模型采用主要参数选取见表 7.2-4。

表 7.2-4 估算模式参数表

选项		参数
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		41.3
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-19.2
土地利用类型		水面
区域湿度条件		中等湿度气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

项目周边 3km 范围内土地利用现状情况见图 7.2-1，占地情况见表 7.2-5。

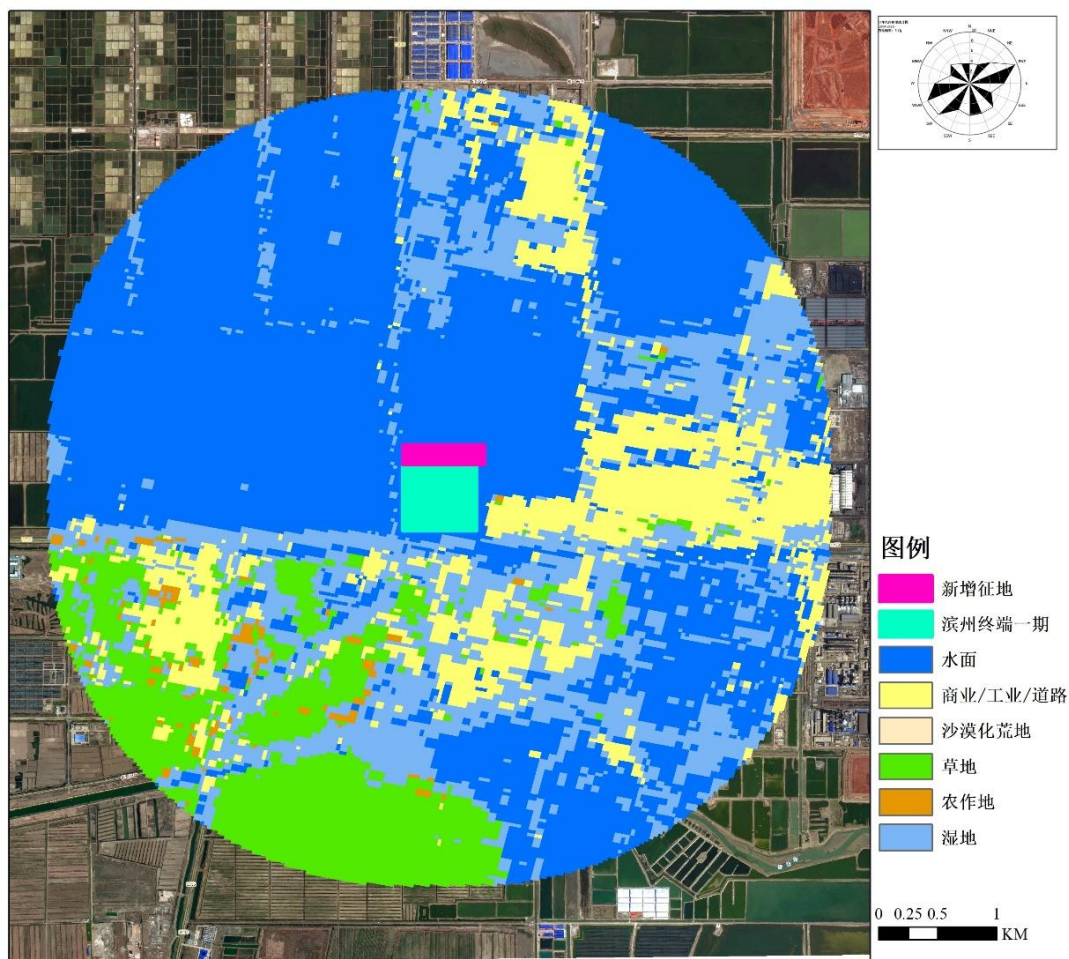


图 7.2-1 项目周边 3km 范围土地利用现状图

表 7.2-5 项目周边 3km 范围土地利用现状统计

土地利用现状	面积 (km <sup>2</sup> )	占比 (%)
水面	18.54	66.31%
商业/工业/道路	4.87	17.42%
沙漠化荒地	0.01	0.04%
草地	4.23	15.13%
农作地	0.03	0.11%
湿地	0.28	1.00%

结合图表确定项目周边 3km 范围内占地面积最大的土地利用类型为水面，面积为 18.54km<sup>2</sup>，占比 66.31%，估算模型土地利用类型选择水面。

前期工程项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数见表 7.2-6 和表 7.2-7，前期工程项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数表 7.2-8~表 7.2-10。



表 7.2-6 前期工程项目点源正常排放的污染物及排放参数

编号	污染源名称		排气筒底部中心坐标 (m)		排气筒底部 海拔高度 (m)	排气筒 高度 (m)	排气筒 出口内径 (m)	烟 气 量 (Nm³/h)	烟 气 温 度 (°C)	年 排 放 小 时 数 (h)	排 放 工 况	污 染 物 排 放 速 率 (kg/h)				
			X	Y								PM <sub>10</sub>	PM <sub>2.5</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	NMHC
工况一 <sup>a</sup> —2 台导热油炉 100%满负荷运行																
DA001	现有 3 台 (2 用 1 备)	导热油炉 1 排气筒														
DA002		导热油炉 2 排气筒														
DA003		导热油炉 3 排气筒														
工况二 <sup>a</sup> —3 台导热油炉均按照 80%负荷运行																
DA001	现有 3 台 (3 用)	导热油炉 1 排气筒														
DA002		导热油炉 2 排气筒														
DA003		导热油炉 3 排气筒														

注：污染源（点源及后续面源）使用相对坐标系，取厂界西南角为（0,0）坐标，对应 WGS\_1984\_UTM\_Zone\_50N 坐标系（581944.66，4208464.26）。NO<sub>x</sub> 排放量以 NO<sub>2</sub> 计。

a：工况一（2 用 1 备，100%负荷），现有 3 台导热油炉为变化污染源，排放速率为前期工程改扩建后的排放速率。

工况二（3 用，80%负荷），现有 3 台导热油炉为变化污染源，排放速率为前期工程改扩建后的排放速率。



表 7.2-7 前期工程项目矩形面源正常排放的污染物及排放参数

装置/单元名称	污染源名称	污染源编号	面源底部中心坐标 (m)		面源 海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	与正北向夹角 (°)	面源有效 排放高度 (m)	年排放 小时数 (h)	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)	
			X	Y								NMHC	CH <sub>3</sub> OH
天然气处理装置	设备与管线组件 密封点泄漏	M1											
储运工程	设备与管线组件 密封点泄漏	M2											
循环冷却水系统	循环冷却水逸散	M5											
天然气处理装置脱酸单元 (系列II) 新增溶剂储罐 (T-1651A/B)	有机液体储存 挥发损失	M6											

注：M1、M2、M5 为现有工程变化面源，排放速率为前期工程改扩建后排放速率。M6 为前期工程新增污染源。

其中 M1 为 一期源强+表 4.2-5 中 G1 源强（前期工程新增）；

M2 为《渤中 19-6 气田 I 期开发项目环境影响报告书》源强+表 4.2-5 中 G3 源强（前期工程新增）；

M5 为《渤中 19-6 气田 I 期开发项目环境影响报告书》源强+表 4.2-5 中 G4 源强（前期工程新增）；

M6 为表 4.2-5 中 G2 源强（前期工程新增）。



表 7.2-8 后期工程项目点源正常排放的污染物及排放参数

编号	污染源名称		排气筒底部 中心坐标 (m)		排气筒底部 海拔高度 (m)	排气筒 高度 (m)	排气筒 出口内径 (m)	烟气量 (Nm³/h)	烟气 温度 (℃)	年排放 小时数 (h)	排放 工况	污染物排放速率 (kg/h)						
			X	Y								PM <sub>10</sub>	PM <sub>2.5</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	NMHC	H <sub>2</sub> S	NH <sub>3</sub>
工况三 <sup>a</sup> —4 台导热油炉 100%满负荷运行																		
DA001	现有 3 台 (4 用 2 备)	导热油炉 1 排气筒																
DA002		导热油炉 2 排气筒																
DA003		导热油炉 3 排气筒																
DA010	新建 3 台 (4 用 2 备)	导热油炉 4 排气筒																
DA011		导热油炉 5 排气筒																
DA012		导热油炉 6 排气筒																
DA005	污水处理系统 <sup>b</sup>																	
工况四 <sup>a</sup> —5 台导热油炉均按照 80%负荷运行																		
DA001	现有 3 台 (5 用 1 备)	导热油炉 1 排气筒																
DA002		导热油炉 2 排气筒																
DA003		导热油炉 3 排气筒																
DA010	新建 3 台 (5 用 1 备)	导热油炉 4 排气筒																
DA011		导热油炉 5 排气筒																
DA012		导热油炉 6 排气筒																
DA005	污水处理系统 <sup>b</sup>																	

注：污染源（点源及后续面源）使用相对坐标系，取厂界西南角为（0,0）坐标，对应 WGS\_1984\_UTM\_Zone\_50N 坐标系（581944.66，4208464.26）。NO<sub>x</sub> 排放量以 NO<sub>2</sub> 计。

a：工况三（4 用 2 备，100%负荷），现有 3 台导热油炉为变化污染源，排放速率为后期工程改扩建后的排放速率；新建 3 台导热油炉为新增污染源。

工况四（5 用 1 备，80%负荷），现有 3 台导热油炉为变化污染源，排放速率为后期工程改扩建后的排放速率；新建 3 台导热油炉为新增污染源。

b：二期工程新建污水处理设施产生的废气，收集后依托一期污水处理站 VOCs 处理系统集中处理，污水处理站 VOCs 处理系统为变化污染源，排放速率为后期工程改扩建后的排放速率。



表 7.2-9 后期工程项目矩形面源正常排放的污染物及排放参数

装置/单元名称	污染源名称	污染源 编号	面源底部中心坐标 (m)		面源 海拔高度 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	与正北向 夹角 (°)	面源有效 排放高度 (m)	年排放 小时数 (h)	排放 工况	污染物排放速率 (kg/h)			
			X	Y								NMHC	CH <sub>3</sub> OH	H <sub>2</sub> S	NH <sub>3</sub>
天然气处理装置	设备与管线组件 密封点泄漏	M1													
储运工程	设备与管线组件 密封点泄漏	M2													
污水处理站	废水集输、储存、 处理处置过程逸散	M4													
循环冷却水系统	循环冷却水逸散	M5													
天然气处理装置脱酸 单元（系列II） 新增溶剂储罐 （T-1651A/B）	有机液体 储存挥发损失	M6													
甲醇注入系统	有机液体 储存挥发损失	M7													

注：M1、M2、M4、M5 为现有工程变化面源，排放速率为改扩建后排放速率。M6、M7 为后期工程新增污染源。

其中 M1 为一期源强+表 4.2-5 中 G1 源强（前期工程新增）；

M2 为《渤中 19-6 气田 I 期开发项目环境影响报告书》源强+表 4.2-5 中 G3 源强（前期工程新增）+表 4.3-7 中 G6 源强（后期工程新增）；

M4 为《渤中 19-6 气田 I 期开发项目环境影响报告书》源强+表 4.4-7 中 G9 源强（后期工程新增）；

M5 为《渤中 19-6 气田 I 期开发项目环境影响报告书》源强+表 4.2-5 中 G4 源强（前期工程新增）+表 4.3-7 中 G8 源强（后期工程新增）；

M6 为表 4.2-5 中 G2 源强（前期工程新增）；

M7 为表 4.3-7 中 G7 源强（后期工程新增）。





表 7.2-10 后期工程项目多边形面源正常排放的污染物及排放参数

装置/单元名称	污染源名称	污染源编号	面源各顶点坐标 (m)		面源海拔高度 (m)	面源有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
			X	Y					NMHC
新建天然气处理装置 (含新建公用工程)	设备与管线组件 密封点泄漏	M3							

注：M3 为后期工程新增污染源。

其中 M3 为表 4.3-7 中 G5 源强（后期工程新增）。



根据前期工程、后期工程估算结果可知，前期工程项目大气污染源排放污染物的最大地面空气质量浓度占标率为 4.89%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）规定，本项目大气环境影响评价等级为二级。

后期工程项目大气污染源排放污染物的最大地面空气质量浓度占标率为 8.65%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）规定，本项目大气环境影响评价等级为二级。

表 7.2-11 前期工程污染源估算模型计算结果表

类型	编号	污染源名称		污染物	C <sub>max</sub> （μg/m <sup>3</sup> ）	P <sub>max</sub> （%）	D <sub>10%</sub> 最远距离（m）	评价等级
点源	工况一—2 台导热油炉 100%满负荷运行							
	DA001	现有 3 台 (2 用 1 备)	导热油炉 1 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
				PM <sub>2.5</sub>				
				SO <sub>2</sub>				
				NO <sub>2</sub>				
				NMHC				
	DA002		导热油炉 2 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
				PM <sub>2.5</sub>				
				SO <sub>2</sub>				
				NO <sub>2</sub>				
				NMHC				
	DA003		导热油炉 3 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
				PM <sub>2.5</sub>				
				SO <sub>2</sub>				
				NO <sub>2</sub>				
				NMHC				
	工况二—3 台导热油炉均按照 80%负荷运行							
	DA001	现有 3 台 (3 用)	导热油炉 1 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
				PM <sub>2.5</sub>				
				SO <sub>2</sub>				
				NO <sub>2</sub>				
				NMHC				
	DA002		导热油炉 2 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
				PM <sub>2.5</sub>				
SO <sub>2</sub>								
NO <sub>2</sub>								
NMHC								
DA003		导热油炉 3 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级	
			PM <sub>2.5</sub>					
			SO <sub>2</sub>					
			NO <sub>2</sub>					
			NMHC					
面源	M1	天然气处理装置	NMHC				二级	
			CH <sub>3</sub> OH					
	M2	储运工程	NMHC				二级	
	M5	循环冷却水系统(循环水场)	NMHC				二级	
	M6	天然气处理装置脱酸单元 (系列Ⅱ) 新增溶剂储罐 (T-1651A/B)	NMHC				二级	

表 7.2-12 后期工程污染源估算模型计算结果表

类型	编号	污染源名称	污染物	$C_{\max}$ ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	$P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ 最远距离 (m)	评价等级
----	----	-------	-----	---	----------------	---------------------	------



类型	编号	污染源名称		污染物	C <sub>max</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>max</sub> (%)	D <sub>10%</sub> 最远距离 (m)	评价等级
点源	工况三—4 台导热油炉 100%满负荷运行							
	DA001	现有 3 台 (4 用 2 备)	导热油炉 1 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
				PM <sub>2.5</sub>				
				SO <sub>2</sub>				
				NO <sub>2</sub>				
				NMHC				
	DA002	现有 3 台 (4 用 2 备)	导热油炉 2 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
				PM <sub>2.5</sub>				
				SO <sub>2</sub>				
				NO <sub>2</sub>				
				NMHC				
	DA003	现有 3 台 (4 用 2 备)	导热油炉 3 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
				PM <sub>2.5</sub>				
				SO <sub>2</sub>				
				NO <sub>2</sub>				
				NMHC				
	DA010	新建 3 台 (4 用 2 备)	导热油炉 4 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
				PM <sub>2.5</sub>				
				SO <sub>2</sub>				
				NO <sub>2</sub>				
				NMHC				
	DA011	新建 3 台 (4 用 2 备)	导热油炉 5 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
				PM <sub>2.5</sub>				
				SO <sub>2</sub>				
				NO <sub>2</sub>				
				NMHC				
	DA012	新建 3 台 (4 用 2 备)	导热油炉 6 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
				PM <sub>2.5</sub>				
				SO <sub>2</sub>				
				NO <sub>2</sub>				
				NMHC				
	DA005	污水处理系统		NMHC				三级
				H <sub>2</sub> S				
NH <sub>3</sub>								
工况四—5 台导热油炉均按照 80%负荷运行								
DA001	现有 3 台 (1 用 2 备)	导热油炉 1 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级	
			PM <sub>2.5</sub>					
			SO <sub>2</sub>					
			NO <sub>2</sub>					
			NMHC					
DA002	现有 3 台 (1 用 2 备)	导热油炉 2 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级	
			PM <sub>2.5</sub>					
			SO <sub>2</sub>					
			NO <sub>2</sub>					
			NMHC					
DA003	现有 3 台 (1 用 2 备)	导热油炉 3 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级	
			PM <sub>2.5</sub>					
			SO <sub>2</sub>					
			NO <sub>2</sub>					
			NMHC					
DA010	新建 3 台	导热油炉 4 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级	
			PM <sub>2.5</sub>					
			SO <sub>2</sub>					
			NO <sub>2</sub>					
			NMHC					
DA011	新建 3 台	导热油炉 5 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级	
			PM <sub>2.5</sub>					



类型	编号	污染源名称	污染物	C <sub>max</sub> (μg/m <sup>3</sup> )	P <sub>max</sub> (%)	D <sub>10%</sub> 最远距离 (m)	评价等级
面源			SO <sub>2</sub>				
			NO <sub>2</sub>				
			NMHC				
	DA012	导热油炉 6 排气筒	PM <sub>10</sub>				二级
			PM <sub>2.5</sub>				
			SO <sub>2</sub>				
			NO <sub>2</sub>				
			NMHC				
	DA005	污水处理系统	NMHC				三级
			H <sub>2</sub> S				
			NH <sub>3</sub>				
	M1	天然气处理装置	NMHC				二级
			CH <sub>3</sub> OH				
	M2	储运工程	NMHC				二级
	M3	新建天然气处理装置 (含新建公用工程)	NMHC				二级
	M4	污水处理站	NMHC				二级
			H <sub>2</sub> S				
			NH <sub>3</sub>				
	M5	循环冷却水系统 (循环水场)	NMHC				二级
	M6	天然气处理装置脱酸单元（系列II）新增溶剂储罐（T-1651A/B）	NMHC				二级
	M7	甲醇注入系统	NMHC				二级
			CH <sub>3</sub> OH				

## 2) 大气环境影响评价

《环境影响评价技术导则 大气影响》（HJ2.2-2018）中的关于大气环境影响预测与评价的要求“二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物的排放量进行核算”，本项目污染物核算见工程分析章节。大气环境影响分析以估算模型结果进行分析，大气环境影响可接受，大气环境影响评价自查表见表 7.2-13。

表 7.2-13 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级√	三级□	
	评价范围	边长=50km□	边长=5~50km□	边长=5km   √	
评价因子	SO <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□	<500t/a   √	
	评价因子	基本污染物（SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> ）		包括二次 PM <sub>2.5</sub> □	
		其他污染物（非甲烷总烃、总烃、氨、硫化氢、TVOC）		不包括二次 PM <sub>2.5</sub>	
评价标准	评价标准	国家标准	地方标准□	附录 D	其他标准□
现状评价	评价功能区	一类区□	二类区√	一类区和二类区□	
	评价基准年	(2023) 年			



	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据			主管部门发布的数据			现状补充检测		
	现状评价	达标区				不达标区√				
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源  √		拟替代的污染源□			其他在建、 拟建项目污染源□		区域污染源□	
		本项目非正常排放源√								
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□		
	预测范围	边长≥50km□			边长 5~50km□		边长=5km			
	预测因子	-					包括二次 PM2.5□			
							不包括二次 PM2.5□			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100%√				C 本项目最大占标率>100%□				
	正常排放年均浓度贡献值	一类区			C 本项目最大占标率≤10%□		C 本项目最大占标率>10%□			
		二类区			C 本项目最大占标率≤30%□		C 本项目最大占标率>30%□			
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长			C 非正常占标率≤100%□			C 非正常占标率>100%□		
		(  ) h								
保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□				C 叠加不达标□					
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k>-20%□					
环境监测计划	污染源监测	有组织监测因子：臭气浓度、NOx、SO2、颗粒物、林格曼黑度 无组织监测因子：甲醇、非甲烷总烃、氨、硫化氢					有组织废气监测√		无监测□	
							无组织废气监测√			
	环境质量监测	监测因子：(  无  )					监测点位数(  )		无监测□	
评价结论	环境影响	可以接受  √								

注：“□”，填“√”；“( )”为内容填写项

### 7.2.2.2 运营期地表水环境影响分析

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B，因此本次地表水环境影响评价仅对水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价以及对依托园区污水处理设施的环境可行性评价。

#### a. 前期工程地表水环境影响分析

##### 1) 污染控制和水环境影响减缓措施有效性分析

##### ● 生产废水

本项目前期工程生产污水主要包括：天然气处理规模增加产生的天然气处理工艺废水、地面冲洗水、循环冷却水系统新增排污水以及供风系统产生的含油废水。

工艺废水、地面冲洗水和供风系统含油废水收集后排入污水处理站进行除



油预处理，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

循环冷却水系统排污水收集至污水监控池，与处理后含油污水一起送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。

- 生活污水

本项目前期工程建成后，新增厂区定员 16 人。

根据《建筑给水排水设计规范》（GB50015-2019），终端人均用水定额为 150L/d，用水量为 2.40m<sup>3</sup>/d；按照 90%的产污系数，滨州终端新增生活污水量为 2.16m<sup>3</sup>/d（765.0m<sup>3</sup>/a）。生活污水主要污染物为 pH、COD、BOD<sub>5</sub>、SS、氨氮、总氮、总磷等，收集至厂内化粪池处理后，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

- 初期雨水

本项目前期工程新增的初期雨水通过收水口收集，装车区的初期雨水通过截水沟收集，收集后的含油雨水通过管道排入罐区、装置区、装车区外的水封井后进入阀池，阀池内设有切换阀排至含油雨水收集池。初期雨水进入终端含油污水处理单元进行预处理后，排至临港化工园区污水处理厂进行处理。

根据水质监测结果分质处理，采取具体措施如下：

（1）根据《流域水污染物综合排放标准第 4 部分：海河流域》（DB37/3416.4-2018），初期雨水达到其表 2 中二级标准排放限值可直接排放（终端附近地表水体为郝家沟，为 GB 3838—2002 IV 类水域）；

（2）不能直接排放但符合临港化工园区污水处理厂进水水质要求时，由临港化工园区污水处理厂进行处理；

（3）不符合污水处理厂进水水质要求时，进入终端厂区含油污水处理单元进行处理。可能含有污油的初期雨水经含油雨水提升泵进入污水处理系统处理。初期雨水泵提升进压力流含油污水系统，经厂内污水处理系统处理后送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

## 2) 污水处理设施的环境可行性评价

- 废水产生情况

本项目前期工程新增的含油生产污水、场地冲洗排污水、初期雨水等，进入污水处理站进行除油预处理。处理后的生产污水和生活污水、循环水排污水等一起排入滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。





本项目前期工程生产污水产生情况见表 7.2-14。

表 7.2-14 本项目前期工程生产污水产生情况

项目 废水类别	前期工程排放量 (t/a)	水质	排放特点
工艺废水		含油、悬浮物等	连续
地面冲洗水		含油、悬浮物等	间歇
初期雨水		含油、悬浮物等	间歇
循环冷却水排污水		含油、悬浮物等	连续
含油废水		含油、悬浮物	连续
生活污水		化学需氧量、悬浮物等	连续

#### ● 污水处理工艺分析

本项目新增工艺系统排污水、地面冲洗水（含油 $<200\text{mg/L}$ ）进入滨州终端污水处理站除油罐。除油罐采用立式自然除油罐，内设浮动环流收油器及负压吸泥设备。浮动环流收油器上部设有均布喷头的环形配水管，来水进浮动环流收油器的环形配水管，通过喷头喷出形成罐内上表面的水力环流，利用水和油的密度差将油水分分离，油集中在中部，通过设在中央的自动浮动收集装置收集，然后经下部连接的软管，从罐底部排出。

除油罐出水通过泵提升进入紧凑式气浮撬进一步除油，出水（含油 $\leq 30\text{mg/L}$ ）利用余压进入核桃壳过滤撬进一步除油，出水（含油 $\leq 10\text{mg/L}$ ）自流进监控水池。

本项目新增循环水排污泵送至监控水池。项目在监控水池设置在线含油量检测仪，当监控水池中污水含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 时，通过外排水泵将达标污水加压送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处理；当监控水池中污水含油量超过 $10\text{mg/L}$ 时，通过外排水泵将不达标污水泵送回至除油罐内进一步除油。

初期雨水根据监测结果进行分质处理。

生活污水收集至厂内化粪池处理后，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

临港化工产业园污水处理厂采用“调节罐+气浮+水解酸化+两级 A/O 生化+二沉池+多介质过滤器+臭氧催化氧化+曝气生物滤池+多介质过滤器”处理工艺，尾水经北海新区人工湿地进一步净化后外排至郝家沟。

本项目污水经上述工艺处理后，对环境的影响较小。

#### ● 达标排放可行性分析

“除油罐+紧凑型气浮装置+核桃壳过滤器”属于含油污水处理系统除油常用的成熟工艺，处理后本项目厂区总排口排放废水中 pH6~9、COD 平均排放浓度



500mg/L、SS 平均排放浓度 400mg/L、硫化物平均排放浓度 1mg/L，阴离子表面活性剂平均排放浓度 20mg/L、动植物油平均排放浓度 30mg/L、挥发酚平均排放浓度 0.5mg/L，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 中三级标准要求。氨氮平均排放浓度 45mg/L、总氮平均排放浓度 55mg/L、BOD<sub>5</sub> 平均排放浓度 250mg/L、石油类平均排放浓度 10mg/L、总磷（以 P 计）平均排放浓度 1.0mg/L、悬浮物平均排放浓度 400mg/L、全盐量平均排放浓度 5000mg/L，满足临港化工产业园污水处理厂进水指标要求。

从排水水质角度分析，依托可行。

## ● 处理能力可行性分析

### i 滨州终端污水处理站

滨州终端生产污水（除循环水系统排污水、脱盐废水）依托污水处理站进行预处理，根据《渤中 19-6 气田 I 期开发项目环境影响报告书》、《渤中 19-6 气田 II 期、渤中 25-1/南油田 5 井区调整/渤中 25-1 油田沙三段开发项目环境影响报告书》并结合现有工程回顾分析，滨州终端现有生产污水（除循环水系统排污水）最大产生量约 121516m<sup>3</sup>/a（折合 14.47m<sup>3</sup>/h），本项目前期工程新增生产污水（除循环水系统排污水）产生量约 25581.55m<sup>3</sup>/a（折合 3.05m<sup>3</sup>/h），本次前期工程改扩建后，滨州终端生产污水（除循环水系统排污水、脱盐废水）产生量共为 17.52m<sup>3</sup>/h，现有滨州终端污水处理站的处理规模（20m<sup>3</sup>/h），处理能力可以满足本项目需求。

### ii 临港化工产业园污水处理厂

临港化工产业园污水处理厂服务范围内现有及其他在建项目废水产生量约 7000m<sup>3</sup>/d，剩余处理能力约为 3000m<sup>3</sup>/d。滨州终端现有废水产生量约 538.9m<sup>3</sup>/d，本项目前期工程新增废水产生量约为 73.09m<sup>3</sup>/d，本次前期工程改扩建后，滨州终端废水产生量共为 611.99m<sup>3</sup>/d，小于临港化工产业园污水处理厂的剩余处理能力，依托是可行的。

根据滨州临港产业园有限公司排污许可公示内容，临港化工产业园污水处理厂实际出水排放浓度与排放量均满足其排污许可证规定的相关标准规范要求。综上所述，本项目依托临港化工产业园污水处理厂环境可行。



## b. 后期工程地表水环境影响分析

### 1) 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性分析

#### ● 生产废水

本项目后期工程生产污水主要包括：天然气处理规模增加产生的天然气处理工艺废水、地面冲洗水、循环冷却水系统新增排污水以及新建除盐水处理装置的反洗废水。

与前期工程一致。工艺废水、地面冲洗水收集后排入污水处理站进行除油预处理，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

循环冷却水系统排污水和除盐水处理装置反洗废水收集至污水监控池，与处理后含油污水一起送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。

#### ● 生活污水

本项目后期工程建成后，相比现有工程新增厂区定员 44 人。

根据《建筑给水排水设计规范》（GB50015-2019），终端人均用水定额为 150L/d，用水量为 6.6m<sup>3</sup>/d；按照 90%的产污系数，滨州终端后期工程建成后新增生活污水量为 5.94m<sup>3</sup>/d（2079.0m<sup>3</sup>/a）。生活污水主要污染物为 pH、化学需氧量、生化需氧量、悬浮物、氨氮、总氮等，收集至厂内化粪池处理后，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。

#### ● 初期雨水

本项目后期工程初期雨水与前期工程收集处理措施一致。通过收水口收集，装车区的初期雨水通过截水沟收集，收集后的含油雨水通过管道排入罐区、装置区、装车区外的水封井后进入阀池，阀池内设有切换阀排至初期雨水收集池。根据水质监测结果分质处理。

### 2) 污水处理设施的环境可行性评价

#### ● 废水产生情况

与前期工程一致，本项目后期工程新增的含油生产污水、场地冲洗排污水、初期雨水及装置检修污水等，进入污水处理站进行除油预处理。处理后的生产污水和生活污水、循环水排污水及后期工程新增的脱盐废水等一起排入滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。

本项目生产污水产生情况见表 7.2-15。



表 7.2-15 后期工程及本项目投产后生产污水产生情况

废水类别 \ 项目	后期工程排放量 (t/a)	本项目投产后 排放量 <sup>1</sup>	水质	排放特点
工艺废水			含油、悬浮物等	连续
地面冲洗水			含油、悬浮物等	间歇
初期雨水			含油、悬浮物等	间歇
循环冷却水排污水			含油、悬浮物等	连续
脱盐废水			盐类	连续
含油废水			含油、悬浮物	连续
生活污水			化学需氧量、悬浮物等	连续

注：本项目投产后排放量为表 6.2-12 中前期工程排放量+后期工程排放量。

### ● 污水处理工艺分析

本项目后期工程新增的工艺系统排污水、地面冲洗水、初期雨水、循环冷却水排污水及生活污水等废水收集、处理等与前期工程保持一致，后期工程新增的脱盐废水泵送至监控水池。项目在监控水池设置在线含油量检测仪，当监控水池中污水含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 时，通过外排水泵将达标污水加压送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处理；当监控水池中污水含油量超过  $10\text{mg/L}$  时，通过外排水泵将不达标污水泵送回至除油罐内进一步除油。

### ● 达标排放可行性分析

与前期工程分析相同，“除油罐+紧凑型气浮装置+核桃壳过滤器”属于含油污水处理系统除油常用的成熟工艺，处理后本项目厂区总排口排放废水中 pH6~9、COD 平均排放浓度  $500\text{mg/L}$ 、SS 平均排放浓度  $400\text{mg/L}$ 、硫化物平均排放浓度  $1\text{mg/L}$ ，阴离子表面活性剂平均排放浓度  $20\text{mg/L}$ 、动植物油平均排放浓度  $30\text{mg/L}$ 、挥发酚平均排放浓度  $0.5\text{mg/L}$ ，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 中三级标准要求。氨氮平均排放浓度  $45\text{mg/L}$ 、总氮平均排放浓度  $55\text{mg/L}$ 、BOD<sub>5</sub> 平均排放浓度  $250\text{mg/L}$ 、石油类平均排放浓度  $10\text{mg/L}$ 、总磷（以 P 计）平均排放浓度  $1.0\text{mg/L}$ 、悬浮物平均排放浓度  $400\text{mg/L}$ 、全盐量平均排放浓度  $5000\text{mg/L}$ ，满足临港化工产业园污水处理厂进水指标要求。

从排水水质角度分析，依托可行。

### ● 处理能力可行性分析

#### i 滨州终端污水处理站

滨州终端生产污水（除循环水系统排污水、脱盐废水）依托污水处理站进行预处理，根据《渤中 19-6 气田 I 期开发项目环境影响报告书》、《渤中 19-6 气田 II 期、渤中 25-1/南油田 5 井区调整/渤中 25-1 油田沙三段开发项目环境影





响报告书》，滨州终端现有生产污水（除循环水系统排污水）产生量约  $121516\text{m}^3/\text{a}$ （折合  $14.47\text{m}^3/\text{h}$ ），本项目前期及后期工程投产后新增生产污水（除循环水系统排污水、脱盐废水）产生量约  $99752.55\text{m}^3/\text{a}$ （折合  $11.88\text{m}^3/\text{h}$ ），本项目前期及后期工程改扩建后，滨州终端生产污水（除循环水系统排污水、脱盐废水）产生量共约为  $26.34\text{m}^3/\text{h}$ ，现有滨州终端污水处理站的处理规模（ $20\text{m}^3/\text{h}$ ），本项目后期工程拟增加一具  $10\text{m}^3/\text{h}$  气浮撬，与现有气浮撬并联运行，污水处理站规模扩建至  $30\text{m}^3/\text{h}$ ，整体工艺流程与现有工程一致。处理能力可以满足本项目需求。

## ii 临港化工产业园污水处理厂

临港化工产业园污水处理厂服务范围内现有及其他在建项目废水产生量约  $7000\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力约为  $3000\text{m}^3/\text{d}$ 。滨州终端现有废水产生量约  $538.9\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目前期工程与后期工程新增废水产生量约为  $643.4\text{m}^3/\text{d}$ ，本次改扩建后，滨州终端废水产生量共为  $1182.3\text{m}^3/\text{d}$ ，小于临港化工产业园污水处理厂的剩余处理能力，依托是可行的。

根据滨州临港产业园有限公司排污许可公示内容，临港化工产业园污水处理厂实际出水排放浓度与排放量均满足其排污许可证规定的相关标准规范要求。综上所述，本项目依托临港化工产业园污水处理厂环境可行。

表 7.2-16 建设项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
	影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>
现状调查	区域污染源	调查项目	
		已建 <input type="checkbox"/> ；在建 <input type="checkbox"/> ；拟建 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	数据源
	受影响水	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ；环评 <input type="checkbox"/> ；环保验收 <input type="checkbox"/> ；既有实测 <input type="checkbox"/> ；现场监测 <input type="checkbox"/> ；入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>



水体环境质量	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>		
水文情势调查	调查时期	数据来源	
	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	( )	监测断面或点位 个数 ( ) 个
评价范围	河流: 长度 ( ) km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 ( ) km <sup>2</sup>		
评价因子	( )		
评价标准	河流、湖库、河口: I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/> ; V类 <input type="checkbox"/> 近岸海域: 第一类 <input type="checkbox"/> ; 第二类 <input type="checkbox"/> ; 第三类 <input type="checkbox"/> ; 第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准 ( )		
评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		
现状评价	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 流域(区域)水资源(包括水能资源)与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/>		
影响预测	预测范围	河流: 长度 ( ) km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 ( ) km <sup>2</sup>	
	预测因子	( )	
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> ; 设计水文条件 <input type="checkbox"/>	
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ; 生产运行期 <input type="checkbox"/> ; 服务期满后 <input type="checkbox"/> ; 正常工况 <input type="checkbox"/> ; 非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> ; 区(流)域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>	
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ; 解析解 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	





影响评价	水污染控制和环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/>				
	污染源排放量核算	污染物名称 ( )	排放量/ (t/a) ( )		排放浓度/ (mg/L) ( )	
	替代源排放情况	污染源名称 ( )	排污许可证编号 ( )	污染物名称 ( )	排放量/ (t/a) ( )	
				排放浓度/ (mg/L) ( )		
	生态流量确定	生态流量：一般水期 ( ) m <sup>3</sup> /s；鱼类繁殖期 ( ) m <sup>3</sup> /s；其他 ( ) m <sup>3</sup> /s 生态水位：一般水期 ( ) m <sup>3</sup> ；鱼类繁殖期 ( ) m <sup>3</sup> ；其他 ( ) m <sup>3</sup>				
	环保措施	污水处理设施 <input type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
防治措施	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>		手动 <input checked="" type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>	
		监测点位	( )		(废水总排口)	
		监测因子	( )		(pH、SS、氨氮、COD、BOD <sub>5</sub> 、石油类、硫化物、总氮)	
	污染物排放清单	<input type="checkbox"/>				
评价结论		可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>				
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“( )”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

### 7.2.2.3 运营期声环境影响预测与评价

本项目噪声源主要包括压缩机、机泵等设备，项目通过选用低噪声电机、隔声罩等措施降低环境影响。本项目按照前期工程和后期工程分开预测。

#### a. 预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2021)中推荐的工业噪声预测模式。主要考虑噪声的几何发散衰减，公式如下：



$$L_p(r) = L_w - 20 \lg(r) - 11 \quad (\text{自由声场})$$

$$L_p(r) = L_w - 20 \lg(r) - 8 \quad (\text{半自由声场})$$

式中： $L_p(r)$ —距发声源  $r$  处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ —声源的倍频带声功率级，dB(A)

$r$ —距点声源的距离，m。

声源在某厂界预测点产生的等效声级贡献值（ $L_{eqg}$ ）计算公式：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left( \frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1 L_{Ai}} \right)$$

式中： $L_{eqg}$ —声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{Ai}$ —— $i$  声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

$T$ —预测计算时间段，s；

$t_i$ — $i$  声源在  $T$  段内的运行时间，s。

预测点的预测等效声级（ $L_{eq}$ ）计算公式：

$$L_{eq} = 10 \lg \left( 10^{0.1 L_{eqg}} + 10^{0.1 L_{eqb}} \right)$$

式中： $L_{eq}$ —预测点的噪声预测值，dB(A)；

$L_{eqg}$ —声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{eqb}$ —预测点的背景值，dB(A)。

本项目声环境影响预测采用的软件为三捷公司开发的 Breeze Noise 软件。

#### b. 预测因子

预测因子为昼间等效声级（ $L_d$ ）、夜间等效声级（ $L_n$ ）。

#### c. 噪声源强

本项目拟建噪声源强详见工程分析噪声污染源源强核算结果见表 7.2-17。

滨州终端现有噪声源见下表。本项目投产后噪声预测源强包括滨州终端现有及本项目拟建噪声源。

表 7.2-17 滨州终端主要设备噪声源

序号	名称	数量 (台)	备注	位置	排放规律	噪声值声压级 (dB(A))
1	贫液提升泵		一用一备	室外	连续	65~75
2	贫液增压泵		互为备用	室外	连续	65~75
3	贫液透平泵			室外	连续	65~75
4	再生塔顶回流泵		一用一备	室外	连续	65~75
5	溶剂泵		自吸泵	室外	连续	65~75
6	溶剂补充泵			室外	连续	65~75
7	重接触塔底泵		一用一备	室外	连续	65~75



序号	名称	数量 (台)	备注	位置	排放规律	噪声值声压级 (dB(A))
8	丙烷卸车泵			室外	连续	65~75
9	脱丙烷塔顶回流泵		一用一备	室外	连续	65~75
10	脱丁烷塔塔顶回流泵		一用一备	室外	连续	65~75
11	脱丁烷塔底泵		一用一备	室外	连续	65~75
12	凝液稳定塔底泵		一用一备	室外	连续	65~75
13	丙烷装车兼倒罐泵		两用一备， 兼做倒罐用	室外	间断	65~75
14	液化石油气装车兼倒罐泵		两用一备	室外	间断	65~75
15	不合格产品回炼泵			室外	间断	65~75
16	专用注水泵			室外	间断	65~75
17	卸车泵			室外	间断	65~75
18	凝液回流泵			室外	间断	65~75
19	丁烷装车兼倒罐泵		一用一备	室外	间断	65~75
20	液化石油气调和泵		一用一备	室外	间断	65~75
21	专用注水泵			室外	间断	65~75
22	稳定轻烃装车兼倒罐泵		一用一备	室外	间断	65~75
23	不合格轻烃回炼泵			室外	间断	65~75
24	污油泵			室外	间断	65~75
25	CO <sub>2</sub> 装车兼倒罐泵		三用一备，兼 做倒罐泵	室外	间断	65~75
26	火炬凝液泵			室外	间断	65~75
28	甲醇泵		一用一备	室外	间断	65~75
29	甲醇卸车泵			室外	间断	65~75
30	再生气压缩机		一用一备	室外	连续	70~85
31	膨胀/压缩机		一用一备	室外	连续	70~85
32	丙烷压缩机		二用一备	室外	连续	70~85
33	稳定气压缩机			室外	连续	70~85
34	外输气压缩机		一用一备	室外	连续	70~85
35	外输气空冷器风机			室外	连续	70~85
36	贫液空冷器风机			室外	连续	70~85
37	再生塔顶空冷器风机			室外	连续	70~85
38	再生气空冷器风机			室外	连续	70~85
39	丙烷空冷器风机			室外	连续	70~85
40	CO <sub>2</sub> 压缩机		二用	室外	连续	70~85
41	提纯塔顶回流泵		一用一备	室外	连续	65~75
42	CO <sub>2</sub> 低压压缩机		备用	室外	连续	70~85
43	CO <sub>2</sub> 外输压缩机		一用一备	室外	连续	70~85
44	氧压缩机		一用一备	室内	连续	70~85

#### d. 评价内容

正常工况下，对项目现有及拟建噪声源进行预测。分别预测前期工程及后期工程各噪声源对厂界声环境的影响，预测厂界噪声值及达标情况，并绘制等



声级线图。

#### e. 评价标准

本项目厂界噪声评价标准执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准，即昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A)。夜间偶发噪声的最大声级超过限制的幅度不得高于 15dB(A)。

#### f. 预测及评价结果

##### 1) 前期工程

终端厂界噪声预测结果见表 7.2-18，噪声值等值线见图 7.2-2。从下表和图可以看出本项目投产后，终端昼、夜间厂界噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准限值要求。终端最大贡献值出现在南厂界，为 50.4dB(A)，主要受到机泵及压缩机等的噪声影响。本项目周围 200m 没有声环境敏感目标，因此，本项目噪声对周围环境影响较小。

表 7.2-18 前期工程投产后终端厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

位置	时段	位置	贡献值	标准值	达标/超标
终端	昼间	东厂界		65	达标
		南厂界			
		西厂界			
		北厂界			
	夜间	东厂界		55	达标
		南厂界			
		西厂界			
		北厂界			

图 7.2-2 前期工程投产后终端噪声贡献值等值线图

##### 2) 后期工程

终端厂界噪声预测结果见表 7.2-19，噪声值等值线见图 7.2-3。从下表和图可以看出本项目投产后，终端昼、夜间厂界噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准限值要求。终端最大贡献值出现在东厂界，为 52.0dB(A)，主要受到机泵及压缩机的噪声影响。本项目周围 200m 没有声环境敏感目标，因此，本项目噪声对周围环境影响较小。

表 7.2-19 后期工程投产后终端厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

位置	时段	位置	贡献值	标准值	达标/超标
终端	昼间	东厂界		65	达标



位置	时段	位置	贡献值	标准值	达标/超标
		南厂界			
		西厂界			
		北厂界			
	夜间	东厂界		55	达标
		南厂界			
		西厂界			
		北厂界			

图 7.2-3 后期工程投产后终端噪声贡献值等值线图

#### 7.2.2.4 运营期固体废物环境影响分析

##### a. 前期工程固体废物环境影响分析

##### 1) 生活垃圾

前期工程投产后运营期滨州终端新增定员为 16 人，人均生活垃圾产生量按照 1.0kg/人·日计算，每天垃圾产生量约为 16.0kg，每年产生量为 5.6t。工作人员产生的生活垃圾集中收集后，由园区环卫部门统一收集外运处理。

##### 2) 一般工业废物

根据工艺流程，本项目前期工程产生的一般工业固废主要为天然气预处理单元、脱水装置（II）、二氧化碳回收单元更换的分子筛及过滤介质，以及脱离子水系统产生的废石英砂、废活性炭、废渗透膜等。其中，分子筛干燥器废分子筛、分子筛出口过滤器废滤芯等采用厂家回收，废玻璃纤维滤芯、废金属滤网等外委处置。

一般工业固废产生量为\*\*t/a，由厂家回收或外委处置。一般工业固体废物如需在厂内贮存，滨州终端设有 1 座一般固废暂存间，用于临时堆存项目产生的一般工业固废。占地面积约 50m<sup>2</sup>。

##### 3) 危险废物

根据终端生产工艺，前期工程产生的危险废物主要包括脱水装置（II）脱汞塔的废活性炭、汞吸附器出口过滤器废滤芯，外输 CO<sub>2</sub> 脱硫塔废催化剂、设备检修产生的废机油、废润滑油和含油固体废物，供热系统产生的废导热油，污水处理站产生的污油、油泥和废活性炭等，本项目产生的危险废物外委有资质单位处置。

固体废物源强核算结果详见工程分析章节。





#### 4) 危险废物环境影响分析

##### ● 厂内危险废物贮存间的环境影响分析

滨州终端现有 1 座\*\*m<sup>2</sup> 危险废物临时贮存库，位于污水处理设施南侧，便于公用工程和装置区临时储存的危险废物的运输，危险废物临时贮存库主要用于临时堆放来不及运走的危险废物。危废暂存间建设满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求。本项目产生的危险废物入库时，分类堆放在暂存库中。产生的危险废物在及时外委处置的情况下，暂存间容量满足危险废物临时堆放能力要求。

入库储存的危废应在卸出装置前要求进行预处理，脱除粘附的有机物后方可入库；入库废物应为袋装（固体）、桶装（液体）包装，以免泄漏；不相容的废物应分别包装；装有危废的容器或包装袋应粘贴符合标准的分类标签。入库废物采取上述措施后，液态废物存放在密闭容器中可以减少挥发性有机物产生，其他暂存废物根据其种类形态，隔断暂存，暂存间有屋顶和围墙，设置废水收集沟，同时危废暂存间排气筒设置废气处理设施，采用“活性炭吸附+化学过滤”两级工艺处理，以减少危废暂存间散发的有害气体对周围环境的影响，因此危废暂存间对周围环境产生影响很小。

##### ● 危险废物运输过程的环境影响分析

###### i 厂内运输的环境影响分析

本项目产生的危险废物由现场回收点运输至暂存间，危险废物在项目的产生点进行有效收集，厂区内采用小型装卸车作为运输工具，从产生点转运至危废暂存库，运输在厂区内完成，盛装危险废物的容器均符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求，因此厂区内运输过程环境影响较小。

###### ii 厂外运输的环境影响分析

本项目由外委有资质的危废处置中心处置的固废，运输过程严格执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）中的要求和规定，正常情况下不会产生新的次生污染，主要环境影响为运输车辆尾气及扬尘、噪声对周边环境的影响。

##### ● 危险废物委托处置的环境影响分析

本项目产生的危险废物暂存在厂区现有的危废暂存库，定期外委有资质单





位进行处置。危险废物处置前，建设单位应与有资质的单位签订危险废物委托处置合同，确保受委托单位的处置类别和能力可以满足本项目需求；危险废物的运输采取危险废物转移“五联单”制度，保证运输安全，防止非法转移和非法处置，保证危险废物的安全监控，防止危险废物污染事故发生。

在采取以上措施后，本项目的危险废物可以得到妥善处置，对外环境影响较小。

## b. 后期工程固体废物环境影响分析

### 1) 生活垃圾

后期工程投产后运营期滨州终端新增定员为 44 人，人均生活垃圾产生量按照 1.0kg/人·日计算，每天垃圾产生量约为 44.0kg，每年产生量为 15.4t。工作人员产生的生活垃圾集中收集后，由园区环卫部门统一收集外运处理。

### 2) 一般工业废物

根据工艺流程，后期工程产生的一般工业固体废物主要为天然气预处理单元、脱水装置（II）、二氧化碳回收单元更换的分子筛及过滤介质，以及脱离子水系统产生的废石英砂、废活性炭、废渗透膜等。其中，分子筛干燥器废分子筛、分子筛出口过滤器废滤芯等采用厂家回收，废玻璃纤维滤芯、废金属滤网等外委处置。

后期工程投产后一般工业固废产生量为\*\*t/a，由厂家回收或外委处置。依托滨州终端现有 1 座一般固废暂存间，用于临时堆存项目产生的一般工业固废。占地面积约 50m<sup>2</sup>。

### 3) 危险废物

根据终端生产工艺，其产生的危险废物主要包括脱水装置（II）脱汞塔的废活性炭、汞吸附器出口过滤器废滤芯，外输 CO<sub>2</sub> 脱硫塔废催化剂、设备检修产生的废机油、废润滑油和含油固体废物，供热系统产生的废导热油，污水处理站产生的污油、油泥和废活性炭等，本项目产生的危险废物外委有资质单位处置。

固体废物源强核算结果见工程分析章节。

### 4) 危险废物环境影响分析

与前期工程一致，后期工程投产后，对厂内危险废物贮存间的环境影响、危险废物运输过程的环境影响及危险废物委托处置的环境影响进行分析，在采



取以上措施后，本项目的危险废物可以得到妥善处置，对外环境影响较小。

#### 7.2.2.5 运营期地下水环境影响分析

##### a. 污染源及污染途径

##### 1) 正常状况

正常状况下，即使没有采取特殊的防渗措施，按石化项目的建设规范要求，各车间、装置区必须采取表面硬化处理，物料及污水输送管线、污废水处理装置等也必须经过防渗防腐处理，且本工程严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）进行地表分区防渗处理，根据石化项目多年的运行管理经验，正常状况下不应有废污水处理装置或其它物料暴露而发生渗漏至地下水的情景发生。

##### 2) 非正常状况

非正常状况指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。

由本项目工程分析可知，在生产运行期间，只有当装置单元、储运工程中液体物料装卸和储罐、公用工程中废污水管网以及环保工程中水工构筑物的分区防渗措施等出现破损或施工质量存在问题的情况下，如处置不当，污染物可能下渗影响地下水环境。

##### 3) 污染源位置设定

本项目为天然气陆上终端处理厂扩建项目，通过对终端处理厂平面布置综合分析，综合考虑建设项目物料及废水的特性、装置设施的装备情况以及项目区水文地质条件，本次评价非正常状况泄漏点设定为：现有污水处理设施底部开裂渗漏，石油类污染地下水。

现有滨州终端污水处理站的处理规模（\*\*m<sup>3</sup>/h），本项目后期工程拟增加一具 10m<sup>3</sup>/h 气浮撬，与现有气浮撬并联运行，污水处理站规模扩建至\*\*m<sup>3</sup>/h，整体工艺流程与现有工程一致，处理后合格污水泵送去滨州临港化工产业园污水处理厂。进水主要水质指标见表 7.2-20。

表 7.2-20 设计水质指标

序号	项 目	设计进水水质指标	滨州临港化工产业园污水处理厂接收指标
1	石油类（mg/L）	<200.0	≤10.0
2	COD <sub>Cr</sub> （mg/L）	<500	≤1000
3	BOD <sub>5</sub>	<250	≤250
4	pH	6-9	6-9



## b. 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 D（常用地下水评价预测模型）中 D.1.2.1 一维稳定流动一维水动力弥散问题所给出的解析法求解公式 D.2 预测。

一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界：

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 D（常用地下水评价预测模型）中 D.1.2.1 一维稳定流动一维水动力弥散问题所给出的解析法求解公式 D.2 预测。

一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) \quad (1)$$

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

C<sub>0</sub>—注入的示踪剂的浓度，g/L；

u—水流速度，m/d；

D<sub>L</sub>—纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

erfc()—余误差函数。

## c. 模型参数选取

①根据《\*\*报告》，项目区渗透系数大约为\*\*~\*\*m/d，本次取\*\*m/d，粉土有效孔隙率可取\*\*。

②通过地下水位监测数据绘制流场可计算评价区水力坡度最大值可取 0.1‰。

③水流速度按公式  $u=K \cdot I/n$  计算，计算得水流速度 u 约为\*\*m/d。

④纵向弥散系数按公式  $D_L=ua_L$  计算，参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，结合评价区地下水流速较缓的实际情况，纵向弥散度选用 10m。由此计算评价区的纵向弥散系数： $D_L=**m^2/d$ 。

## d. 预测结果与分析

根据预测可知，污水处理设施底部开裂渗漏后，石油类预测结果为：泄漏后 100 天，石油类在含水层的超标距离（按照 GB 3838-2002 的 V 类限值 1.0mg/L



计) 为下游 1.13m, 影响距离 (按石油类检出限 0.01mg/L 计) 为下游 1.63m; 泄漏后 1000 天, 石油类的超标距离为下游 3.62m, 影响距离为下游 5.20m; 泄漏后 10 年, 石油类的超标距离为下游 7.04m, 影响距离为下游 10.07m; 泄漏后 30 年, 石油类的超标距离为下游 12.54m, 影响距离为下游 17.81m; 场地边界处 (扩建后约 220m) 石油类在模拟时段内均未检出。预测结果见表 7.2-21 和图 7.2-4。

表 7.2-21 污水处理设施底部渗漏污染范围表

预测因子	污染源源强 (mg/L)	模拟时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)
石油类	200	100d		
		1000d		
		10 年		
		30 年		

图 7.2-4 污水处理设施渗漏污染曲线图

本项目场地所在区域地下水水力梯度相对较小、含水层渗透性能相对较差, 地下水流速较慢, 污染物进入潜水含水层中纵向扩散速度缓慢。从上述地下水污染预测结果可知, 非正常状况下, 30 年后特征污染物石油类最大影响距离约为\*\*m。但地下水具有埋藏隐蔽性和一旦污染很难治理的特征, 因此需采取严格的分区防渗措施, 并加强施工监理和运营期地下水监控工作, 避免在项目建设和运营过程中造成地下水污染。

#### 7.2.2.6 运营期土壤环境影响分析

##### a. 土壤环境影响预测 (污染影响型)

##### 1) 污染源及影响途径

本目前期工程和后期工程对土壤的潜在污染源主要有天然气处理装置区的凝液稳定单元、天然气脱酸单元、天然气脱水单元、天然气制冷单元、丙烷预冷单元、天然气分馏单元。

前期工程和后期工程排放的废气污染物主要是新建天然气处理装置、连接件、法兰及阀门等动静密封点泄漏无组织排放的挥发性有机废气, 基本不会通过大气沉降的途径对土壤造成累积性影响。因此本项目对土壤环境的影响途径主要为垂直入渗。

##### 2) 正常工况下对土壤的影响

本项目天然气处理装置区设备密闭运行同时地面进行了硬化处理; 扩建装





置各设备所排放的污水均密闭进入含油污水管道，经汇集后进闭式排放罐，经污油泵提升后，污油去装车外运，污水去终端已建污水处理系统污水闭式排放单元，因此正常运营情况下，对土壤环境无影响。

### 3) 非正常工况下对土壤的影响

在非正常情况下，天然气处理装置区的凝液稳定单元、天然气脱酸单元、天然气脱水单元、天然气制冷单元、丙烷预冷单元、天然气分馏单元，储运工程的外输计量系统设备、管线检维修含油污水、固体废物“跑、冒、滴、漏”通过垂直入渗进入土壤，对土壤环境产生一定的影响；天然气处理装置区的天然气脱水单元分子筛脱水塔、分子筛粉尘过滤器等设备设施老化腐蚀泄漏，凝析油或含油污水“跑、冒、滴、漏”通过垂直入渗进入土壤，对土壤环境产生一定的影响；含油污水管道和闭式排放罐等设备设施老化腐蚀泄漏，含油污水“跑、冒、滴、漏”通过垂直入渗进入土壤，对土壤环境产生一定的影响；污水处理站内污水调节池、中间缓冲池等设备设施老化腐蚀泄漏，含油污水“跑、冒、滴、漏”通过垂直入渗进入土壤，对土壤环境产生一定的影响。

### 4) 事故状态下对土壤的影响

项目运营期间，若发生泄漏、火灾、爆炸等风险事故，稳定轻烃等液态物料发生泄漏或天然气设施发生泄漏、火灾、爆炸，会产生泄漏物料或大量的被污染的消防水，如果泄漏的稳定轻烃等液态物料或被污染的消防水未被及时收集的情况下，其一旦进入土壤可能对周围土壤造成污染，破坏土壤的结构，增加土壤石油类中污染物，对土壤环境造成局部斑块状的影响。

但考虑到风险事故后，能够及时对泄漏的稳定轻烃等物料和消防污水进行收集和处置，减少泄漏物料与污水在地面停留的时间，切断泄漏物料与消防污水渗入土壤，从而降低通过垂直入渗影响土壤的风险。另外对受污染的表层土需及时清理，进行相应的处置。

### b. 土壤环境影响预测（生态影响型）

本项目为滨州终端扩建项目，运行期不会引起土壤的盐化和碱化。但因石油烃（ $C_{10}$ - $C_{40}$ ）泄漏而引起滨州终端及周围土壤理化性质发生改变，造成土壤盐化。

#### 1) 土壤盐化影响分析

本次评价采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）



中附录 F“土壤盐化综合评分预测方法”进行预测评价。

### （1）土壤盐化综合评分法

采用下面公式计算土壤盐化综合评分值（Sa），具体如下：

$$Sa = \sum_{i=1}^n Wx_i \times Ix_i$$

式中：n—影响因素指标数目；

$Ix_i$ —影响因素 i 指标评分；

$Wx_i$ —影响因素 i 指标权重。

### （2）土壤盐化影响因素赋值

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤盐化影响因素赋值情况见表 7.2-22。

表 7.2-22 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重
	0 分	2 分	4 分	6 分	
地下水位埋深（GWD）（m）	GWD≥2.5	1.5≤GWD<2.5	1.0≤GWD<1.5	GWD<1.0	0.35
干燥度（蒸降比值）（EPR）	EPR<1.2	1.2≤EPR<2.5	2.5≤EPR<6	EPR≥6	0.25
土壤本地含盐量（SSC）（g/kg）	SSC<1	1≤SSC<2	2≤SSC<4	SSC≥4	0.15
地下水溶解性总固体（TDS）（g/L）	TDS<1	1≤TDS<2	2≤TDS<5	TDS≥5	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、砂粉土	0.10

表 7.2-23 土壤盐化预测表

土壤盐化综合评分值(Sa)	Sa<1	1≤Sa<2	2≤Sa<3	3≤Sa<4.5	Sa≥4.5
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

根据土壤盐化影响因素赋值及权重，并考虑本次土壤及地下水监测点位设置情况，本次土壤盐化影响预测以滨州终端占地范围内为预测点位，土壤盐化综合评分值 Sa 见表 7.2-24。

根据本次实际监测结果，项目所在地地下水平均埋深 2.39m，工程建成后项目所在地地下水埋深基本不变 1.5≤GWD<2.5，地下水平均埋深对土壤盐化影响赋值为 2 分；土壤质地平均含盐量（EC）约为 27.09g/kg，属于极重度盐化，土壤本地含盐量对土壤盐化影响赋值为 6 分；地下水溶解性总固体（TDS）为 44.03g/L，地下水溶解性总固体对土壤盐化影响赋值为 6 分；项目区域土壤主要为壤土，土壤质地对土壤盐化影响赋值为 4 分。

根据滨州市政府官方网站中滨州基本概况介绍，滨州市多年平均降水量为 573.1mm，平均蒸发量为 1214.0mm。经计算项目所在地干燥度 a 为 2.12，干燥





度对土壤盐化影响赋值为 2 分。

表 7.2-24 土壤盐化综合评分 Sa 一览表

影响参数	终端		Sa
	分值	权重	
地下水位埋深（GWD）（m）	2	0.35	0.7
干燥度（蒸降比值）（EPR）	2	0.25	0.5
土壤本地含盐量（SSC）（g/kg）	6	0.15	0.9
地下水溶解性总固体（TDS）（g/L）	6	0.15	0.9
土壤质地	4	0.1	0.4
土壤盐化综合评分值(Sa)			3.4
盐化程度判定			重度盐化

注：参数取值依据：土壤含盐量、地下水溶解性总固体、地下水位埋深数据来源于本次实际现状监测结果。

根据上述评分预测结果，项目终端占地范围内土壤会发生重度盐化。但由于区域土壤已经是极重度盐化，同时终端占地范围内进行硬化，施工完成后及时恢复地貌。项目正常运营期间无盐类污染物排放；同时通过采取防腐、阴极防护、泄漏检测系统、定期巡护等措施，不会有原油泄漏进入土壤，影响土壤中微生物的生存，造成土壤盐碱化。

## 2) 土壤碱化影响分析

根据本次土壤环境现状监测结果，区域土壤 pH 值主要在  $8.5 \leq \text{pH} \leq 9$ ，属于轻度碱化；仅少部分在  $9 \leq \text{pH} \leq 9.5$ ，属于中度碱化。本项目不向土壤环境排放酸碱废水，因此，施工期及运营期在做好废水、固废处理情况下，不会加重区域土壤酸碱程度。

### 7.2.2.7 运营期生态环境影响分析

运营期间，本项目前期工程和后期工程将不再新增对生态环境的影响，而是在已经形成扰动与破坏的基础上采取植被恢复与绿化措施，逐步改善区域生态环境。

经预测，前期工程和后期工程运营期各厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12408-2008）中的 3 类区排放限值要求，对周边声环境影响较小，因此，基本不会对野生动物产生影响。



## 8 环境风险分析与评价

### 8.1 风险评价概述

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），结合渤中 26-6 油田开发项目（二期）的情况，本次评价分别对海上工程和陆上附属工程在建设阶段和生产阶段可能存在的环境事故风险进行识别，并对事故源项、事故规模和概率进行分析。根据溢油漂移模型预测结果确定可能影响的方向和范围，结合工程的事故防范措施和应急预案，分析应急设施的数量和能力，完善事故风险应急措施，为项目的正常生产做好安全防范准备。

#### 8.1.1 评价原则

严格执行国家现行有关法律、法规、标准和规范的要求，对该项目进行科学、客观、公正、独立及有针对性的评估；采用可靠、适用的评估技术和评估方法对项目进行定性、定量评估，遵循针对性、技术可行性、经济合理性、可操作性的原则，提出消除或减弱油气泄漏环境风险的技术和管理措施建议；真实、准确地作出评估结论。

#### 8.1.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价级别划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，确定环境风险分析评价工作等级。

表 8.1-1 环境风险分析评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

根据本篇第 8.2 节分析可知，本项目海上工程环境风险评价等级为\*\*级。

根据本篇第 8.3.2 小节分析可知，本项目陆上终端工程的大气环境、地下水环境风险评价等级均为\*\*级，环境风险综合评价等级为\*\*级。

#### 8.1.3 评价范围

本项目海上工程环境风险评价等级为二级，根据溢油漂移数值预测结果及溢油应急响应时间，确定本项目海上工程风险事故状态下\*\*平台为中心，半径\*\*km（平均风况下油膜\*\*小时漂移平均距离）的范围为环境风险重点评价范围。

本项目陆上终端工程大气环境风险的评价范围为厂区边界外扩 5km 的区



域，陆上管道大气环境风险评价范围管道中心线两侧 200m 范围；地下水环境风险评价范围与地下水环境影响评价范围保持一致，具体见地下水环境影响评价章节。

## 8.2 海上工程环境风险分析

### 8.2.1 风险调查

#### 8.2.1.1 建设项目风险源调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），对本项目海上工程施工期和生

##### a. 施工期风险源调查

本项目施工期的风险源主要为施工船舶油仓内的燃料油。根据第三章 施工作业计划，本项目施工期主要分为钻井作业、导管架安装、上部组块安装、海底管道铺设、海底电缆铺设、依托平台改造及海上连接及调试等环节，共计划使用约\*\*艘施工船舶。在本项目施工期使用的频率最高的典型施工船舶为\*\*，单艘拖轮的油仓总容积约为\*\*m<sup>3</sup>。

##### b. 生产运行期风险源调查

本项目生产运行期的风险源主要为本项目新建平台及海底管道中的原油/燃料油等油类物质、天然气及甲醇等，见表 8.2-1 和表 8.2-2。

表 8.2-1 环境风险源汇总表（平台）

风险源	环境风险源名称	危险物质	最大在线量(t)	主要设施及物流走向
平台	新建 BZ26-6WHPC 平台	原油		本项目新建 2 座无人井口平台 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD，均不设油气处理设施，BZ26-6 WHPD 生产物流输送至 BZ26-6 WHPC 平台，与 BZ26-6 WHPC 所产物流汇合后输往 BZ26-6 CEPA 处理。其上主要布置了油气计量设施、开闭排系统、海水系统、消防系统以及电气房间等。
		天然气		
		燃料油		
		甲醇		
	新建 BZ26-6WHPD 平台	原油		
		天然气		
		燃料油		
		甲醇		
	依托 BZ26-6 CEPA 平台适应性改造	原油		
		天然气		
	依托 BZ34-2/4	原油		BZ26-6 CEPA 平台上油处理到饱和蒸汽



	CEPA 平台适应性改造			压合格含水外输至 BZ34-2/4 CEPA 进行处理。本项目将对 BZ34-2/4 CEPA 进行适应性改造，主要包括新增 CFC 聚结分离器、三相分离器、核桃壳过滤器、双介质过滤器等设备。
--	--------------	--	--	--

表 8.2-2 环境风险源汇总表（管道）

风险源	环境风险源名称	危险物质	最大在线量（t）	长度（km）	管径
海底管道	BZ26-6 WHPD 至 BZ26-6 WHPC 混输管道	原油			
		天然气			
	BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 CEPA 混输管道	原油			
		天然气			
	BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6 WHPC 注气管道	天然气			
	BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 注气管道	天然气			
	BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 输油管道	原油			

#### 8.2.1.2 环境敏感目标调查

本项目附近海域主要环境敏感目标详见本报告第四篇。

#### 8.2.2 评价等级及评价范围

##### 8.2.2.1 环境风险潜势初判断

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按表 8.2-3 确定环境风险潜势。

表 8.2-3 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I

注：IV+为极高环境风险

##### 8.2.2.2 危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），计算所涉及的



每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其对应临界量的比值  $Q$ 。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为  $Q$ ；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（ $Q$ ）：

$$\frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n} = Q$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量， $t$ ；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量， $t$ 。

当  $Q < 1$  时，该项目环境风险潜势为  $I$ 。

当  $Q \geq 1$  时，将  $Q$  值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量， $t$ ；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量， $t$ 。

当  $Q < 1$  时，该项目环境风险潜势为  $I$ 。

当  $Q \geq 1$  时，将  $Q$  值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

#### a. 施工期

本项目施工期主要分为钻井作业、导管架安装、上部组块安装、海底管道铺设、海底电缆铺设、依托平台改造及海上连接及调试等环节，共计划使用约\*\*艘施工船舶。经调查，在本项目施工期使用的频率最高的典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油仓总容积约为\*\* $m^3$ （约\*\* $t$ ），即  $Q = **$ ， $** \leq Q < **$ 。

#### b. 生产运行期

本项目海上工程生产运行期危险物质分布及存在量见表 8.2-4

表 8.2-4 生产运行期危险源识别结果

新建设施	物质	最大在线量（t）	临界量（t）	$q_i/Q_i$
BZ26-6WHPC 平台	原油		100	
	天然气		10	
	燃料油		100	
	甲醇		10	
BZ26-6WHPD 平台	原油		100	
	天然气		10	
	燃料油		100	
	甲醇		10	
BZ26-6 CEPA 平台	原油		100	
	天然气		10	
BZ34-2/4 CEPA 平台	原油		100	





BZ26-6 WHPD 至 BZ26-6 WHPC 混输管道	原油		100	
	天然气		10	
BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 CEPA 混输管道	原油		100	
	天然气		10	
BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6 WHPC 注气管道	天然气		10	
BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 注气管道	天然气		10	
BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 输油管道	原油		100	
合计				

### 8.2.2.3 行业及生产工艺（M）

分析项目海上工程所属行业及生产工艺特点，按照表 8.2-5 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为（1） $M > 20$ ；（2） $10 < M \leq 20$ ；（3） $5 < M \leq 10$ ；（4） $M = 5$ ，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。风险工艺识别见表 8.2-6。

表 8.2-5 行业及生产工艺（M）

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

a 高温指工艺温度  $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{ MPa}$ ；

b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

表 8.2-6 项目风险生产工艺识别

行业	生产工艺	行业	M 值	M 划分
石油天然气	石油、天然气开采，油气管线	石油天然气	10	M3

### 8.2.2.4 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 8.2-7





确定物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 8.2-7 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量 比值（Q）	行业及生产工艺（P）			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

本项目施工期危险物质与临界量比值划分为，生产工艺与生产运营期保持一致，识别为\*\*，危险物质及工艺系统危险性等级判断为\*\*。

本项目生产运行期危险物质与临界量比值划分为，生产工艺识别为\*\*，危险物质及工艺系统危险性等级判断为\*\*。

#### 8.2.2.5 环境敏感程度的分级确定

依据事故情况下危险物质泄漏可能影响生态敏感区的情况，分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。

表 8.2-8 环境敏感程度分级

敏感性	评估依据
E1	危险物质泄漏到海洋的排放点位于海水水质分类第一类区域或重要敏感区。
E2	危险物质泄漏到海洋的排放点位于海水水质分类第二类区域或一般敏感区。
E3	上述地区之外的其他地区。

本项目海上工程均不位于海水水质分类第一类区域或重要敏感区，但位于多个鱼类产卵场内部（一般敏感区），因此本项目位于环境中度敏感区。

#### 8.2.2.6 评价工作等级判定

本项目施工期危险物质及工艺系统危险性等级判断为\*\*，位于环境中度敏感区\*\*，风险潜势应为\*\*级。

本项目生产运行期危险物质及工艺系统危险性等级判断为\*\*，位于环境中度敏感区\*\*，风险潜势应为\*\*级。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价级别划分为一级、二级、三级。根据建设项目环境风险潜势初判，按表 8.2-9 确定评价工作等级。

表 8.2-9 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析



本项目海上工程施工期、生产运行期的风险潜势均为\*\*级别，基于上述结果，确定本项目海上工程环境风险评价等级为\*\*级。

#### 8.2.2.7 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），环境风险评价范围应根据环境敏感目标分布情况、事故后果预测可能对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），海洋生态环境风险评价范围根据评价等级合理确定，一般不小于相应评价等级的生态环境影响评价范围。一、二级评价项目的评价范围分别根据危险物质 72h、48h 扩散范围确定，可根据海域特征、生态敏感区分布情况等做适当调整。

本项目海上工程环境风险评价等级为二级，根据溢油漂移数值预测结果及溢油应急响应时间，确定本项目海上工程风险事故状态下\*\*平台（危险物质泄漏到海洋的排放点）为中心，半径\*\*km（平均风况下油膜\*\*小时漂移最大距离）的范围为环境风险重点评价范围。

### 8.2.3 风险识别

#### 8.2.3.1 物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质的理化性质及危险特性详见表 8.2-10~表 8.2-13。

表 8.2-10 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油		英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9	
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	20℃密度：0.84t/m <sup>3</sup>		50℃密度：0.818t/m <sup>3</sup>	
	沸点（℃）：120-200℃		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO2	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD <sub>50</sub> ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	



健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。

表 8.2-11 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49	
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.59	
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化机、卤素	
	临界压力（MPa）:4.59		临界温度（℃：）-82.3	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（℃）：482~632		闪点（℃）：-188	
	爆炸下限（v%）：5.0		爆炸上限（%）：15.0	
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680	
	燃烧热（MJ/mol）:889.5		火灾危险类别：甲 B	
	燃烧（分解）产物：CO、CO <sub>2</sub> 、水。			
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险。			
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。			
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。			
	毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m <sup>3</sup> ）。		
毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类。				
健康危害	侵入途径：吸入。			
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。			
	急性中毒：当空气中浓度达到 20%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。			
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。			
泄漏	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式			



处理	呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。原理或中、热源。防止阳光直射。应与央企、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。

表 8.2-12 燃料油理化及危险性质

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：180-370
	相对密度：（水=1）0.810-0.855	饱和蒸气压（kPa）37.1（20℃）
	禁忌物：强氧化剂	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：257	闪点（℃）：55
	爆炸下限（v%）：0.6	爆炸上限（%）：6.5
	燃烧（分解）产物：氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等	
	危险特性：遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。其蒸气与空气形成爆炸性混合物。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
毒理性质	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土等。	
	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m <sup>3</sup> ）	
健康危害	毒性判别：低毒性	
	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	急性中毒：吸入高浓度柴油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道自己症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态柴油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。	
急救	皮肤接触：立即脱去被污染衣物，用肥皂和流动清水冲洗，如出现刺激症状，就医。	
	眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。	
	吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸道顺畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
泄漏处理	食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。	
	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。在确保安全情况下堵漏。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂石或其他不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏应构筑围堤或挖坑收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	





标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
储运	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防治阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	

表 8.2-13 甲醇理化及危险性质

标识	中文名： 甲醇		英文名：Methanol	
	危规号：32058	UN 编号：1230	CAS 号：67-56-1	
理化特性	外观与性状：无色澄清液体，有刺激性气味		溶解性：溶于水，可混溶于醇、醚等多数有机溶剂	
	熔点（℃）：-97.8		沸点（℃）：64.8	
	相对密度：（水=1）0.79		相对密度：（空气=1）1.11	
	饱和蒸气压（kPa）13.33（21.2℃）		禁忌物：酸类、强氧化剂、酸酐、碱金属	
	临界压力（MPa）:7.95		临界温度（℃：）240	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险性特性	危险性类别：第 3.2 类，中闪点易燃液体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（℃）：385		闪点（℃）：11	
	爆炸极限（%v/v）：5.5~44.0		最小点火能（mJ）：0.215	
	燃烧热（kJ/mol）:727		火灾危险类别：甲	
	燃烧（分解）产物：CO、CO <sub>2</sub>			
	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。			
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。			
	灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。			
急性毒性	LD50：5628 mg/kg(大鼠经口)；15800 mg/kg(兔经皮)			
	LC50：83776mg/m <sup>3</sup> ，4 小时(大鼠吸入)			
健康危害	侵入途径：吸入 食入 经皮吸收			
	健康危害：对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼上呼吸道刺激症状（口服有胃肠道刺激症状）；经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵妄，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。代谢性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性影响：神经衰弱综合征，植物神经功能失调，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。			
	眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。			
	食入：饮足量温水，催吐。用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。			
应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围			



	堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射；保持容器密封。应与氧化剂、酸类、碱金属等分开存放，切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且有接地装置，防止静电积聚。本品铁路运输时限使用钢制企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、酸类、碱金属、食用化学品等混装混运。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。

### 8.2.3.2 生产系统风险识别

针对本项目海上工程在建设阶段和生产阶段工艺风险进行分析，包括：钻完井、海底管道储运、油水分离及天然气处理工艺，如表 8.2-14 所示。

表 8.2-14 生产工艺风险识别

阶段	生产工艺	环境风险性质
建设阶段	钻完井	油气泄漏
生产阶段	海底管道储运	
	油水分离	
	天然气处理	

### 8.2.3.3 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括油类物质、天然气和甲醇，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏；具体分析如表 8.2-15。

表 8.2-15 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质	危险物质特性	环境风险类型	危险物质影响环境的途径和影响方式
油类物质（原油/燃料油）	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
天然气	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）/大气环境
甲醇	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）

## 8.2.4 风险事故情形分析

### 8.2.4.1 风险事故情形设定

本项目在建设阶段、生产阶段可能存在的主要环境风险为油气泄漏事故，其中建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂和施工期船舶碰撞；生产阶段的环境风险事故包括井喷、新建平台容器泄漏、新建平台火灾爆炸、海底混输管道与立管泄漏、船舶碰撞等。此外，地质性溢油风险和浅层气风险也作为本项目可能的风险事故进行识别。具体情形分析如表 8.2-16。





表 8.2-16 环境风险事故情形分析

阶段	油气泄漏 事故原因	油气泄漏事故情形分析
建设阶段	井喷	在钻完井阶段，存在着发生井喷的可能性。当地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有原油和天然气物质喷出，引发井喷，井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。
	输油软管破裂	钻完井阶段，在供应船向受油设施输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。
	施工期船舶碰撞	在建设阶段不同施工船舶及周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致施工船舶储油舱发生泄漏。
	地质性溢油及浅层气风险	详见第 8.3 篇。
生产阶段	井喷	生产阶段在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能引发井喷事故，伴随井喷释放的有原油和天然气物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。
	平台泄漏	在生产阶段平台储罐类容器由于阀失效、管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致溢油入海。 此外，根据近年来海上发生的事故情况，在紧急泄放情况下，尤其是当泄放量大时，从泄放系统释放的气体会带出少量原油，或由于火炬燃烧不充分，排出的气体瞬时带出少量未燃烧的原油，导致少量原油入海。
	平台火灾、爆炸	生产阶段平台上进行油气的输送、储存或处理等作业，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏入海。
	海底管道与立管泄漏	海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。
	船舶碰撞	在生产阶段有供应船等进行人员和物资的运送和供给，船舶和周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致供应船储油舱发生泄漏。

#### 8.2.4.2 风险事故概率分析

本项目事故概率以《国际油气生产商协会 OGP(International Association of Oil & Gas Producers)风险评估数据指南》（以下简称《风险评估数据指南》）为依据进行分析，中海石油（中国）有限公司是国际油气生产商协会的主要成员之一。该指南整理了挪威科学工业研究基金会、挪威船级社等机构统计的海油工程事故数据。由于掌握的统计数据有限，要对所有的事故概率做定量分析是



十分困难的，这里结合本项目特点，对部分事故做定量分析。

多个风险源的事故相互独立，按独立事件概率进行计算。

设 A、B 事故发生概率分别为  $p(A) = a$ 、 $p(B) = b$  且相互独立，则发生事故的概率为：

$$p = a(1-b) + (1-a)b + ab = a + b - ab$$

当  $a$ 、 $b$  均小于  $1 \times 10^{-2}$  时，忽略  $a$ 、 $b$  同时发生的概率  $ab$  对事故总发生概率  $p$  造成的误差小于 1%，此条件下可近似使用两独立事故发生概率之和计算事故总概率。

#### a. 井喷

《风险评估数据指南》统计了美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井的井喷事故概率见表 8.2-17。

表 8.2-17 常规油井发生井喷的概率

作业阶段	事故概率	
	井喷	单位
钻井	**	次/每钻一口井
生产	**	次/（井·年）

本项目新建 BZ26-6WHPC/WHPD 平台共设\*\*个井槽，先期钻\*\*口和\*\*个预留井槽。因此，本项目在钻完井过程中发生井喷事故的概率为  $** \times 10^{-3}$  次；在生产过程中发生井喷事故的概率为  $** \times 10^{-4}$  次/年。

#### b. 平台火灾、爆炸

根据 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，给出了海上生产设施各区的火灾事故发生频率：

油气传输区  $3 \times 10^{-4}$  次/a

油气处理区  $4 \times 10^{-3}$  次/a

储油区  $2 \times 10^{-3}$  次/a

本项目新建 2 座无人井口平台（BZ26-6WHPC/WHPD），仅设有油气传输系统等。BZ26-6WHPC/WHPD 平台发生火灾事故的概率均为  $** \times 10^{-4}$  次/a，而由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级。

#### c. 平台容器泄漏

平台上的储罐通常分为常压储罐和带压储罐，常压容器主要有柴油罐、开式排放罐等；带压储罐主要有分离器、闭式排放罐等。《风险评估数据指南》



统计的储罐事故概率和本工程储罐泄漏计算结果见表 8.2-18 和表 8.2-19。通常容器泄漏可进行自动关断，通过及时收集和清理泄漏现场，可避免泄漏物入海。

表 8.2-18 容器泄漏概率统计

罐类别	事故类型	泄漏概率	单位
常压罐	固定顶罐破裂	$3.0 \times 10^{-6}$	(次/罐·年)
带压罐	罐破裂	$4.7 \times 10^{-5}$	

表 8.2-19 本项目新建平台储罐及泄漏概率统计

平台名称	储罐类别	数量	储罐泄漏概率 (次/a)
BZ26-6WHPC	常压储罐		
	带压储罐		
BZ26-6WHPD	常压储罐		
	带压储罐		
BZ26-6 CEPA 改造新增	带压储罐		
BZ34-2/4 CEPA 改造新增	带压储罐		

#### d. 海底管道及立管泄漏

根据莫特麦克唐(Mott McDonald) 公司报告《PARLOC: The update of Loss of containment Data for Offshore Pipeline》，挪威船级社(Det Norske Veritas,DNV)的《Riser/Pipeline Leak Frequencies》对 PARLOC 报告进行了修正，具体泄漏概率见表 8.2-20。

表 8.2-20 海底管道及立管管道泄漏概率

管道	类别	泄漏概率	单位
海底管道(开阔海域)	井流管道，以及输送未处理流体的小管道	$5.0 \times 10^{-4}$	次/km·a
	输送处理后的油气，管径≤24 英寸	$5.1 \times 10^{-5}$	次/km·a
	输送处理后的油气，管径>24 英寸	$1.4 \times 10^{-5}$	次/km·a
柔性管（海底管道）	全部	$2.3 \times 10^{-3}$	次/km·a
立管	钢管-管径≤16 英寸	$9.1 \times 10^{-4}$	次/年
	钢管管径>16 英寸	$1.2 \times 10^{-4}$	次/年

在新建平台两侧各有 1 根钢制立管，由此估算本项目海管发生泄漏事故的概率，计算结果见表 8.2-21。

表 8.2-21 海底管道及立管管道泄漏概率

管道名称	输送介质	管长 (km)	管径 (in)	海管泄漏概率	立管泄漏概率
BZ26-6 WHPD 至 BZ26-6 WHPC 混输管道	油/气/水				
BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 CEPA 混输管道	油/气/水				



管道名称	输送介质	管长 (km)	管径 (in)	海管泄漏概率	立管泄漏概率
BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6 WHPC 注气管道	气				
BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 注气管道	气				
BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 输油管道	油				

#### e. 船舶碰撞事故

根据《风险评估数据指南》，船舶与平台等油气田设施发生碰撞的概率见表 8.2-22。本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 $^{**}\times 10^{-6}$ 次/年，而发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此，引发溢油事故的概率将更小。

表 8.2-22 船舶碰撞事故概率统计

船舶类型	碰撞频率(次/装置·年)	亚洲地区分配系数	严重、重大损伤	碰撞概率
本油气田群船舶	$8.8\times 10^{-5}$	0.17	26%	$3.9\times 10^{-6}$
航船	$2.5\times 10^{-5}$	0.17	26%	$1.1\times 10^{-6}$

本项目施工期间主要涉及浮吊、驳船、拖轮、铺管（缆）船、守护船及供应船等船舶类型，主要用于包括导管架及平台组块海上安装、海底管缆铺设、钻完井、已建平台改造等不同施工阶段，因停留时间、海域有所不同，所以本项目施工船舶相互碰撞的可能性非常小。本项目平台、海管、电缆铺设所使用的施工船舶占用水域较小，且在项目施工期间会划定安全作业区，本项目的建设基本不会对附近航线上船舶的安全行驶构成影响。本项目施工时间相对较短，作业结束后发生船舶碰撞引发溢油的风险便随即消失。

#### 8.2.4.3 油气泄漏事故后果分析

##### a. 建设阶段溢油量

海上建设阶段的溢油事故所可能溢出的物质主要是井流（原油、天然气）和燃料油。发生井喷事故时，油气的喷放量可能很大，但具体数量难以估计。对于燃料油泄漏事故，根据施工期铺管船的最大单舱储油量，可估算施工阶段的可能最大油气泄漏排放量见表 8.2-23。

表 8.2-23 钻井阶段可能溢油量

事故	排放物质	排放量 ( $m^3$ )
井喷	井流	难以估算
钻井船储油罐破裂	燃料油	**





事故	排放物质	排放量 (m <sup>3</sup> )
施工储油舱破裂	燃料油	**
输油软管破裂或误操作	燃料油	**

#### b. 生产阶段溢油量

生产阶段溢油事故的主要溢出物质可能是原油、燃料油及天然气。

当新建平台发生泄漏事故时，视事故发生的位置和严重程度，可采取相应级别的应急关断，将事故限制在较小范围内，一般不会导致大量原油/燃料油入海。

当海底混输管道发生泄漏事故时，其应急关断系统将关断相应的输送系统，关断后管道内部分原油会缓慢泄出。这里考虑了管道的容积、油气比、应急关断时间、海水压力和油水不容的特性，估算\*\*m<sup>3</sup>作为海管泄漏溢油量。上述的溢油量是本着保守原则在极端前提下给出的，实际溢油量的大小受断裂部位、裂口大小及应急反应措施的及时性和有效性的制约。

根据对本项目生产设施的分析，生产阶段可能发生的事故排放量见表 8.2-24。

表 8.2-24 生产阶段最大泄漏量

排放源	排放物	溢油量 (m <sup>3</sup> )
新建平台火灾失控	井流	难以估计
新建平台容器泄漏（油类）	原油/燃料油	**
新建平台容器泄漏	甲醇	**
海管破裂	井流	**
船舶碰撞	燃料油	**

#### 8.2.4.4 环境风险与具代表性事故

根据上述分析，本项目的风险事故类型为井喷事故、储罐泄漏事故、新建平台火灾事故、海底管道溢油事故、船舶碰撞事故，其中海底管道溢油事故概率大于其他事故类型的发生概率。本项目海管/立管泄漏发生概率较大，且一旦发生造成的环境危害最为严重，因此确定海管/立管泄漏事故为最具代表性事故。

#### 8.2.5 溢油风险后果分析

海上一旦发生溢油事故，溢出油漂浮在海面，一方面在风和流作用下向一定方向运移，另一方面，油膜同时不断向四周扩展，使油膜面积增大。此外，油膜中的不同组分还将发生蒸发、乳化、溶解和被悬浮物吸附沉降及生物降解等复杂的物理、化学和生物过程。

本次溢油漂移数值预测主要考虑了原油在海面上的物理过程（平流、扩散

过程）和蒸发、乳化过程，其它过程由于其参数化的复杂性未能计入。

### 8.2.5.1 油膜轨迹预测

在环境动力模型提供的环境动力参数的基础上，采用欧拉--拉格朗日追踪方法，进行油膜中心轨迹的预测。油膜中心漂移速度，取决于海面风速与表层流，是空间和时间的函数，其值用油膜中心点所在网格点上的速度内插而得。空间每个网格节点上的  $x$ 、 $y$  方向上的速度在某时刻为：

$$\begin{cases} V_x = V_{rx} + \alpha V_{wind} \sin(180 + \theta_0 + \theta) \\ V_y = V_{ry} + \alpha V_{wind} \cos(180 + \theta_0 + \theta) \end{cases}$$

其中  $V_{rx}$ 、 $V_{ry}$  为网格点上表层流速的  $x$ 、 $y$  方向分量，皆由环境动力学模型求出； $V_{wind}$  网格点上的风速， $\alpha$  为风因子，计算时取 0.03；为油粒子受风影响的漂移偏角，取值与风速的大小有关，公式为：

$$\theta = \begin{cases} 40 - 8\sqrt{V_{wind}} & 0 \leq V_{wind} < 25 \text{ m/s} \\ 0 & V_{wind} \geq 25 \text{ m/s} \end{cases}$$

油粒子漂移轨迹计算公式为：

$$\bar{S} = \bar{S}_0 + \int_{t_0}^{t+\Delta t} V_l(x(t), y(t), t) dt$$

其中： $S_0$  为初始时刻， $S$  为油膜中心点所在位置， $V_l(x(t), y(t), t)$  为拉格朗日追踪速度。

$$V_l = \sqrt{V_x^2 + V_y^2}$$

由于空间和时间不同，流况不同，有时风速、风向也不同，所以在不同地点、不同时刻发生溢油后所追踪到的油膜中心运移轨迹就不同。

#### a. 表面风加速

暴露在风中的粒子在水表面受到 2 种形式的风影响：间接通过包含了风的流场；直接作用在粒子上的额外作用力。风速传递到粒子速度的大小取决于粒子的性质，粒子暴露的数量、风速大小等。所以对于风影响粒子速度的大小是一个率定因素。

$$U_{particle} = U_{current} + C_w * W * \sin(winddirection - \pi + \theta_w)$$

$$V_{particle} = U_{current} + C_w * W * \cos(winddirection - \pi + \theta_w)$$

其中， $C_w$  为风速因子， $\theta_w$  为风偏转角。

#### b. 风偏转角

由于科氏力的影响，风漂移向量的方向相对于风向改变。 $\theta_w$  角的偏离称为风偏转角。在北半球向右偏，南半球向左。AL-Rabeh(1994)假定：



$$\theta_w = \beta \exp\left(\frac{\alpha |U_w|^3}{g \gamma_w}\right)$$

其中， $\alpha$ 取 $-0.3 \times 10^{-9}$ ， $\beta$ 取 $28^\circ 38'$ ， $\gamma_w$ 为动粘度（kg/m/s）， $g$ 为重力加速度（m/s<sup>2</sup>）。

#### 8.2.5.2 风化过程

溢油在其输移和扩展过程中，也同时经历着各种化学和生物过程，这些过程直接导致油膜的理化性质的变化，使得溢油在海上的量不断减少。

##### a. 挥发

在溢油开始的几小时和几天中，油膜表面的挥发是主要的风化过程。时间相关的挥发损失由 Fingas 在 1996 年和 1997 年提出，大多数油遵循对数损失曲线：

$$\text{loss}(\% \text{weight}) = (A + B \cdot T) \cdot \ln(t)$$

其中， $A$ 为油特征常数； $B$ 为油的温度特征常数； $T$ 为油温（℃）， $t$ 为油龄（minutes）。

##### b. 乳化

乳化物是两种不同液体海水和油在溢油发生后混合后形成的。细的油滴会悬浮在水中（而不溶解），形成的乳化物所占的体积会达到形成前的 4 倍多。而且黏性的乳化物比原油会相当长的存在于环境中，它减缓了随后的风化过程。乳化会发生在强风或波浪的条件下，一般发生在溢油几个小时后。把乳化过程看做是油包水和水包油两个阶段的平衡过程。乳化物的稳定性是决定乳化能力与反乳化的重要因素，不稳定及表观稳定的乳化物会重新释放到水里。Xie 等（2007）采用一阶释放公式来形容这个过程。

$$\text{wateruptake} = k_{em} * (U + 1)^2 * \frac{(Y_{\max} - Y_w)}{Y}$$

$$\text{waterrelease} = -\alpha \cdot Y_w$$

其中， $Y_w$ 为水分数； $Y_{\max}$ 为最大的水分数； $U$ 为风速； $K_{em}$ 为乳化率常数，根据 Sebastiao&Soares(1995)， $A$ 通常取 $2 \times 10^{-6} \text{s/m}^2$ 。

$\alpha$ 为水释放率， $\alpha=0$ 为稳定乳化物； $\alpha>0$ 为不稳定乳化物。

#### 8.2.5.3 溢油量及溢出方式

本项目海底管道泄漏溢油事故为最具代表性事故，而对于海底管道而言，由于事故发生地点和事故原因的不确定性，溢油量是很难确定的。当海底管道



发生局部泄漏事故时，管内压力的突然降低将使平台上的自动应急关断系统启动而迅速关断物流，关断后管道内部分原油还会继续从破损处溢出，但其溢出速率将随着管道内外压差的降低而迅速减小，在管道内外压差达到平衡后管道内的原油仅会在海流和比重作用下而缓慢置换溢出，这时管道内残留的原油溢出速率是缓慢的。因此可将泄漏管道达到外界压力时的原油泄漏量作为海底管道的风险溢油量。

本工程新建海管配套设置关断阀、压力变送器（分别用于报警和应急关断，当压力低于压力低设定值时变送器报警，当压力低于压力低低设定值时关断阀关断）等仪表阀门设备。关断阀采用整体锻造设计、泄漏等级可到 ISO5208 B 级、在泄漏情况下具备 DBB(双隔离双泄放)等功能以外，还要求具有 API6FA/607 防火（在支持高温 750 至 1000℃条件下可运行至少半个小时）、以及至少满足 SIL2 级安全级别（事故率控制在 0.01%以下）等特点。管道大量泄漏时，压力变送器首先低报警，当达到低报警设定值时，连锁关停 SDV 阀门，即压力变送器响应（毫秒级）到中控动作（毫秒级），再到关断阀门关闭（最长 9 秒）。当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统。发生泄漏后在管段两侧截断阀关闭的情况下，管段里的油品一般不会完全泄漏。

本项目附近海域的敏感目标主要有国家级自然保护区、国家级海洋特别保护区、国家级水产种质资源保护区和海洋生态保护红线区。本项目距离最近的海洋生态保护红线区是黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区，新建 BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 输油海管距离该红线一般区最近约 \*\*km。

本项目假定新铺设的 BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 输油海管在近海洋生态保护红线区侧，即 KL3-2 CEPA 平台侧发生溢油事故。本项目的原油密度约为 \*\*t/m<sup>3</sup>，其含蜡量为\*\*%、胶质含量为\*\*%、沥青质为\*\*%，按中质原油考虑。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中：



$V_{rel}$  为原油泄漏量, bbl ( $1\text{bbl}\approx 0.159\text{ m}^3$ ) ;

$V_{pipe}$  为管段体积,  $\text{ft}^3$  ( $1\text{ft}^3\approx 0.0283\text{ m}^3$ ) ;

$f_{rel}$  为最大释放量分数, 计算过程附后;

$f_{GOR}$  为输送条件降低因子, 取 0.2;

$V_{pre-shut}$  为自动关断系统启动前泄漏量, bbl。

### 1、自动关断系统启动前泄漏量

自动关断系统启动前泄漏量 ( $V_{pre-shut}$ ) 根据 BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 输油海管的液体泄漏速率与泄漏时间进行计算:

$$V_{pre-shut} = Q_L \cdot t$$

式中:

$Q_L$ —液体泄漏速率,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;

$t$ ——泄漏时间, s。

本项目最大产油量约为  $**\text{m}^3/\text{d}$  (2029 年, 约为  $**\text{m}^3/\text{s}$ ), 该海管配有自动关断系统, 当海底管道发生泄漏事故时, 在 30s 内即可启动, 因此泄漏时间  $t$  取 30s。根据上式, 该管道发生全管径断裂情况下, 在自动关断系统启动前的漏液量约为  $**\text{m}^3$ 。

### 2、自动关断系统启动后溢油量

自动关断系统启动后, 管道内压力逐渐下降, 当管道内压力下降至与管道外环境压力相同时, 管道内流体将不再溢出管道。根据美国矿业管理部管道油品泄漏量估算导则, 管道内流体最大释放量分数 ( $f_{rel}$ ) 通常以溢油点管道压力与外部环境压力的相对压力比 ( $P_{rel}$ ) 进行估算, 详见表 8.2-25。

表 8.2-25 最大释放量分数 ( $f_{rel}$ ) 与相对压力比 ( $P_{rel}$ ) 关系表

$P_{rel}$	$f_{rel}$
1	0.0
1.1~1.2	0.08
1.2~1.5	0.17
1.5~2	0.30
2~3	0.40
3~4	0.47
4~5	0.50
5~10	0.55
10~20	0.64
20~30	0.71
30~50	0.74
50~200	0.76
>200	0.77



针对溢油点管道压力与外部环境压力的相对压力比（ $P_{rel}$ ），其计算公式为：

$$P_{rel} = P_{pipe} / P_{surr}$$

式中：

$P_{pipe}$ ——管道内的实际压力，kPaA；

$P_{surr}$ ——环境压力，kPaA。

该管道所处海域平均水深约为 17m，则其环境压力约为 167kPaA，该管道内压力取最大操作压力 7200kPaA，则  $P_{rel}$  为 43.1。根据上表，该管道内流体最大释放量分数（ $f_{rel}$ ）应为 0.74。则该管道自动关断系统启动后溢油量应为  $0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR}$ ，经计算得 258m<sup>3</sup>。

### 3、管道泄漏量合计

$$V_{rel} = 0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-shut} \approx 260m^3$$

同时，综合考虑溢油关断、封堵，最终确定管道内溢出液量为 \*\*m<sup>3</sup>（\*\*t），油膜漂移预测时间为溢油后的 \*\*h。

#### 8.2.5.4 风场

根据第四章环境概况风场资料及敏感目标分布情况，选择海域主导风向和不利风向进行溢油模拟预测，风场数据见表 8.2-26 所示。

表 8.2-26 工程海域风场

方向	N	NNE	E	SSE	S	SSW	W	NW
平均风速(m/s)								
最大风速(m/s)								

#### 8.2.5.5 预测结果

##### a. 油膜漂移轨迹

BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 输油海管于近 KL3-2 CEPA 平台侧发生溢油后，主导风向和不利风向平均风情况下溢油油膜漂移轨迹图见图 8.2-1；主导风向和不利风向极值风情况下溢油油膜漂移轨迹图见图 8.2-2、图 8.2-3。



图 8.2-1 海底管道溢油平均风速情况下油膜轨迹

图 8.2-2 海底管道溢油极值风速情况下油膜轨迹 (a)

图 8.2-3 海底管道溢油极值风速情况下油膜轨迹 (b)

## b. 油膜抵岸时间及漂移平均速率

不同风向平均风速和极值风速作用下，溢油开始\*\*h 内油膜漂移距离、漂移的平均速度、扫海的面积等见表 8.2-27 和表 8.2-28。

表 8.2-27 溢油平均风条件下油膜漂移预测结果

风向		N	NNE	E	SSE	S	SSW	W	NW
风速(m/s)									
漂移距离 (km)	1h								
	12h								
	24h								
	48h								
	72h								
平均速度(km/h)									
扫海面积 (km <sup>2</sup> )	1h								
	12h								
	24h								
	48h								
	72h								
残存油量 (%)	1h								
	12h								
	24h								
	48h								
	72h								

表 8.2-28 溢油极值风条件下油膜漂移预测结果

风向		N	NNE	E	SSE	S	SSW	W	NW
风速(m/s)									
抵岸时间(h)									
漂移距离 (km)	1h								
	12h								
	24h								
	48h								
	72h								
平均速度(km/h)									
扫海面积	1h								
	12h								





风向		N	NNE	E	SSE	S	SSW	W	NW
(km <sup>2</sup> )	24h								
	48h								
	72h								
残存油量 (%)	1h								
	12h								
	24h								
	48h								
	72h								
抵岸时间(h)									
首次抵岸前残余油量 (%)									

### c. 溢油对敏感目标的影响

除了溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成重大影响外，在溢油漂移的过程中还会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响。溢油点附近的环境敏感目标的分布以及溢油抵达环境敏感目标的最短时间等见表 8.2-29。

本项目新建设施附近海域主要环境敏感目标为生态红线区、自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区、重要渔业水域等。由表可以看出，新建 BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2 CEPA 输油海管于近 KL3-2 CEPA 平台侧发生全管径断裂溢油事故时，在 N 风向极值风条件下最短\*\*h 可到达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区。由于本项目位于多个重要渔业水域内，无论何时溢油都会对其产生不利影响，因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

表 8.2-29 各敏感区的分布及抵达敏感目标的最短时间

类型		敏感区名称	与溢油点最近距离及方位	不利风向/风速	抵达时间
重要敏感区	海洋生态红线区	保护地一般控制区			
		保护地核心区			
	国家级自然保护区	黄河三角洲国家级自然保护区			
		东营黄河口生态国家级海洋特别保护区			
	国家级海洋特别保护区	东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区			
		莱州湾浅滩海洋生态国家级海洋特别保护区			
一般	国家级水	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保			





类型		敏感区名称	与溢油点最近距离及方位	不利风向/风速	抵达时间
敏感区	产种质资源保护区	护区-莱州湾保护区			
		黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区			
	重要渔业水域	鳊鱼产卵场			
		白姑鱼产卵场			
		黄姑鱼产卵场			
		东方鲀产卵场			
		银鲳产卵场			
		鲈鱼产卵场			
		叫姑鱼产卵场			
		鲈鱼产卵场			
		蓝点马鲛产卵场			
		带鱼产卵场			
		三疣梭子蟹产卵场			
		三疣梭子蟹索饵场			
		中国对虾索饵场			
		鳊鱼索饵场			
		东方鲀索饵场			
		带鱼索饵场			
		叫姑鱼索饵场			
		鲈鱼越冬场			
		三疣梭子蟹越冬场			

### 8.2.6 环境风险防范措施及应急处置措施

本项目在设计、施工、运营中严格落实法律法规和要求，建设单位制定了严格的各项操作和管理规程，采取了严格的防范措施，确保设施安全正常的运行。

#### 8.2.6.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

防范溢油发生的最有效途径就是从工程设计、施工安装以及生产管理上采取有效的防范措施，从源头上消除事故隐患，尽可能避免油气泄漏事故的发生。

尽管从工程设计、施工安装以及生产管理采取了全过程的溢油防范措施，但是溢油风险作为一种小概率事件仍然是存在的，本项目制定了相应的应急预



案，可以迅速反应将溢油控制和回收，总体而言溢油风险概率很低，溢油事故可防可控。

#### 8.2.6.2 设计阶段防范措施

严格按照设计标准进行精心设计，正确应用设计规范和建造安装规范是工程各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。为此，本项目的設計將严格执行国家有关法规、规范和标准以及遵循国际通用规范和标准，实施这些规范和标准可以保证工程设计、建造和安装质量，是确保安全生产的关键。

海底管道和立管的设计，将以国际上认可的规范和标准为依据，选用大于设计寿命的环境条件重现期。海底管道和立管的外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，并留有一定的腐蚀裕量，进一步阻止海管腐蚀。作为应急措施，设置有应急安全阀，在紧急情况下可以进行紧急关断保护。建设及生产阶段风险防范措施。

##### a. 井喷事故防范措施

为防止建设阶段及生产阶段井喷风险事故的发生，油田作业者应采取如下措施：

- 严格实施钻井作业规程；
- 在钻台、钻井液池和钻井液工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；
- 油管强度设计采用较高的安全系数；
- 井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；
- 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- 在开钻之前制定周密的钻井计划；
- 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系统；
- 加强生产时的观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- 设置二氧化碳灭火系统；关键场所设手提灭火器；
- 制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；
- 保证钻井、钻井液处理和压井等设备的良好运转；



- 配备反应灵敏的灭火系统；
- 配置守护船值班。

#### b. 输油软管破裂事故防范措施

对于钻完井阶段可能发生的供应船向受油设施输油时的输油软管破裂事故，输油作业者需严格按照已有的输油作业操作规定进行输油操作，并定期检测、更换输油软管；同时，在进行输油作业时供应船及受油设施均应设专人值班监视，一旦发生漏油事故立即关泵停输，最大限度防范输油软管破裂事故的发生。

#### c. 平台容器泄漏/火灾、爆炸事故防范措施

主要设备、装置和单元均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置及应急关断系统。

在平台容器附近装备火焰和气体探测器，以监测火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

#### d. 海底管道事故防范措施

严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证海底管道焊接质量。管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。

作业者将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行定期巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性。

油气传输系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。

定期对油田群海底管道进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管线的影响。

每年均有定期的外勘来监测是否有移位和悬空现象，如有超过设计允许的悬跨长度，可通过管道下方垫水泥灌浆袋支撑管道以减小悬跨。

#### e. 船舶碰撞事故防范措施

作业者将制定相应的保护和监测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。

按照《海上固定平台安全规则》的要求，在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾灯、平台标志牌等。

## f. 其它防范措施

设计、施工、运营中严格落实法律法规和要求，建设单位应制定严格的操作和管理规程，采取严格的防范措施，确保设施安全正常的运行。

### 8.2.7 油气泄漏事故应急处置措施

本项目虽在设计、建造、施工、运行期间将采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上油气泄漏事故发生的可能性。这种发生概率很低，但却难以预料，仍然存在不可忽视的环境风险。因此必须在以预防为主的基础上，配备适当的应急设备，制定科学的应急计划并建立严格的应急程序，并充分利用现有的应急处理能力和措施，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度。

#### 8.2.7.1 制定溢油应急计划

本项目投产前建设单位将修订《\*\*溢油应急计划》，并将溢油应急计划上报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，应急计划应与《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》相衔接。

中海石油（中国）有限公司天津分公司和油气田作业区应急组织机构见图 8.2-4 和图 8.2-5。所有参加油田开发作业的施工船舶（供应船、值班船或工程船舶等）均需参照《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》和质量健康安全环保管理体系的要求向建设单位提供其安全应急计划和溢油应急预案。船舶发生污染事故的应急预案应符合《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。项目各施工船舶的应急设施配备应满足国家相关要求。

图 8.2-4 建设单位应急组织机构图

图 8.2-5 作业区应急组织机构图

- 发生溢油事故后，无论大小，均必须按照要求尽快向上逐级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报。
- 在通知建设单位应急办公室之前完成以下应急反应程序：
- 确保事发地人员安全；
- 任何人看到溢油都必须在安全的前提下，马上采取措施切断溢油源，并





向上级报告；

- 确保所有人员的安全。判断溢油是否有起火或爆炸的危险。如需要，关闭电源并确保停止所有产生点火源的活动；
- 使用吸附剂和其它现有材料，在区域周围形成一个临时围栏以阻挡溢出的油扩散；
- 尽可能防止溢油入海；
- 报告并按照相应的应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

#### 8.2.7.2 建立分级响应机制

根据《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（环海洋函〔2022〕27号）的规定，海洋石油勘探开发溢油污染环境事件分为特别重大、重大、较大、一般四级。

##### （1）特别重大溢油污染环境事件

溢油量 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；或者溢油量 500 吨以上且可能污染敏感海域，或者可能造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

##### （2）重大溢油污染环境事件

溢油量 500 吨以上 1000 吨以下，但不会污染敏感海域，不会造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

##### （3）较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

##### （4）一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

建设单位发现溢油事件后，应立即电话报告生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局，并在 1 小时内将初步情况书面上报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局。应急响应启动后，建设单位应每日将事件应急工作情况报送生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局，包括应急安排、现场状况、处置情况等详细内容。当发生溢油量小于 1 吨的油污入海事件时，由建设单位根据溢油应急计划启动应急响应，并向生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局报告事件情况及处置进展。





### 8.2.7.3 事故应急处理措施

#### a. 井喷事故应急措施

- 1) 现场人员发现井涌险情立即报告平台长；
- 2) 如果已经发生油气泄漏则通过广播报警，熄灭所有火源、禁止使用非防爆设备，停止所有可能产生火源的作业；
- 3) 启动平台应急程序并向油/气田总监报告，操作人员进入应急状态；
- 4) 关闭油气井安全装置（SSV、SSSV 和防喷器），确保所有作业人员安全，到作业现场评估事故严重性，停止可能产生火源的活动，尽可能减少溢油入海，执行井控程序；
- 5) 启动应急预案，向建设单位应急值班室汇报和作业公司总经理汇报，协调指挥所有应急活动，必要时停止生产活动；
- 6) 守护船随时保持与钻井平台联系，注意观察平台上的情况；判断事故现场风向，赶赴事故现场上风处待命，做好撤离人员的准备工作。
- 7) 当有迹象表明，井内压力有可能超过井控设备额定压力时或有可能失控时，应立即下令采取以下措施：
  - 8) 立即按照指令关闭生产流程；
  - 9) 广播通知所有人员事故情况；
  - 10) 通知守护船提供协助；
  - 11) 报告分公司应急指挥中心已采取行动和效果；
  - 12) 如井喷原油对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行溢油应急计划；
  - 13) 事态发展到需要先撤离无关人员时，先撤离部分人员以减少不必要的损失；
  - 14) 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；
  - 15) 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，油/气田总监下达撤离平台的命令；
  - 16) 应急领导小组根据现场情况，在分公司应急协调办公室配合下，调动其他船舶、直升机使现场人员撤离。

#### b. 海底管道泄漏事故应急措施

- 1) 发现生产流程参数异常变化，立即报告平台长；
- 2) 启动应急预案，通过广播通告事故情况；



3)及时向分公司应急值班室和作业公司总经理汇报事故情况,必要时请求支援;

4)对生产流程进行全面检查,根据情况实施生产关断;

5)根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置;

6)通知守护船前往管道破损地点,勘察现场溢油情况;

7)启动油气田溢油应急计划清理海面原油,调用环保船或者周围可依托平台上的溢油应急设施,第一时间布放吸油拖缆、吸油毛毡等进行吸附回收,或根据溢油情况通知专业溢油处置公司协助清理海面溢油。

#### c. 新建平台火灾/爆炸事故应急措施

1)发现火灾或爆炸后立即拉响警报,同时用附近合适的消防设备灭火;

2)立即向中控或油气田总监报告事件的位置、类型和程度;

3)现场应急消防队穿好消防救生设备,到达事故现场;

4)查清起火位置后,应立即组织全体人员根据不同火种,采取不同的灭火方式进行灭火;

5)如有伤员,抢救伤员到安全地带;

6)防止火灾蔓延,对周围设备设施采取有效地隔离、降温;

7)尽可能先使用水消防炮和泡沫消防炮进行灭火,对着火点周围进行灭火和冷却,以控制火灾;

8)通知守护船立即到现场附近待命或实施救助;

9)向分公司应急值班室汇报所有信息。

#### d. 船舶碰撞事故应急措施

1)当发生船舶碰撞平台的事故后,发现者应第一时间报告中控室、平台长,并提供碰撞船只/物体的种类、尺寸、形状、构造、位置、漂移速度、方向以及附近区域是否有其它船只等重要信息;

2)启动应急预案;通知守护船赶赴事故现场;通知分公司应急指挥中心,视事故情况决定是否请求外部支援;

3)对海上设施的风险做出评估,根据情况准备实施关断并且准备好消防器材、救生设备,采取行动保护人员、设施和环境;

4)获取碰撞船只的确切位置,利用适当的锚定船只/拖轮帮助失控船只或使其转向以避免海上设施;



5)根据失事船舶需求，组织相关人员参加失事船舶抢险救援工作。

#### 8.2.7.4 配置溢油应急资源

##### a. 本项目溢油应急资源配备

本项目计划在新建 BZ26-6WHPC/WHPD 等无人平台上各配置\*\*桶消油剂、\*\*套消油剂喷洒装置、\*\*千克吸油毡等简易溢油应急物资。

##### b. 附近可借助的应急力量

本项目还可以通过天津分公司应急协调办公室的调配和指挥，周边油气田的应急资源前往事故现场，共同清理海上油污，尽可能减小海洋环境的破坏。本项目可调用的应急资源见表 8.2-30。

表 8.2-30 周边油气田可调用的溢油应急设备

设备 存放点	围油栏	撇油器	储油囊	消油剂
KL16-1 WHPA				
KL10-1CEP				
KL3-2CEPA				
BZ34-9 CEPA				
BZ34-2/4 CEPA				
BZ34-1 CEPA				
BZ35-2 CEPA				
BZ26-6 CEPA				
东营原油终端				

##### c. 环保船

此外，海洋石油 252 和海洋石油 253 两艘环保船已于 2011 年在渤海区域运行投入使用，具有溢油应急回收、全天候雷达溢油监测、海面油污消除、货物和人员运输、海上消防等多种功能，是国内首批采用两侧内置式溢油回收设备的环保船，其溢油回收能力每小时可达\*\*m<sup>3</sup>，船舶舱容\*\*m<sup>3</sup>，溢油回收效率高、速度快，有利于进一步增强我国全海域溢油应急响应能力。

##### d. 其它溢油应急力量

中海石油环保服务（天津）有限公司是为渤海海域油气勘探开发作业者提供溢油应急服务的专业队伍，是一支专业性较强的队伍。中海石油环保服务（天津）有限公司结合国际溢油技术的发展，根据我国渤海的油品特性，在国际溢油应急专家帮助下对设备进行了合理配置。此外隶属于中海石油（中国）有限公司天津分公司的其他油田的应急设施也会在溢油应急响应中接受统一调配。如果发生大型溢油事故，或溢油处理所需的设备、人员超出天津分公司现有的



溢油应急力量,则需借用外部的溢油应急力量,能借用的应急资源详见表 8.2-31。



表 8.2-31 外部溢油应急设备配置表

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	
1	围油栏（m）	充气式						
		固体式						
		沙滩式						
		防火型						
2	撇油器（套）	大型						
		中型						
		小型						





序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计	
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地		
	小计 A（m³/h）								
	可回收溢油								
3	喷洒装置（套）								
4	消油剂（t）								
5	储存装置（套）	钢性							
		柔性							
	小计（m³）								
6	高压清洗机（套）	冷/热水							
		冷水							
7	吸附材料	吸油拖栏（m）							
		吸油毛毡（T）							



序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	

### 8.2.7.5 应急响应时间分析

#### a. 本项目应急资源响应时间

\*\*平台配置的快速布放式围油栏系统由围油栏、围油栏储存包、防护罩、布放保护胶垫、围油栏锚系统、围油栏布放拖绳、围油栏储存架、吊带及其他配件等构成。围油栏储存架由托架、捆扎绳及起吊带等构成。在事故状态下，守护船将参与溢油应急响应，快速布放式围油栏可迅速由平台吊机吊装至守护船甲板，在溢油应急响应及时的情况下，吊装时间约为\*\*min。

在完成吊装后，守护船可即刻前往溢油点并将围油栏锚系统抛入水中，拖船继续航行将围油栏从快布放包中拖出，布放示意图见图 8.2-6、图 8.2-7。

图 8.2-6 快速布放式围油栏布放示意图（1）

图 8.2-7 快速布放式围油栏布放示意图（2）

油事故发生后，可由守护船直接快速拖带至工作水域进行快速布放，在此过程中无需停船，摆脱了传统布放围油栏对卷绕架的依赖，实现了单船快速布放；根据测算，快速布放式围油栏的布放在\*\*min 以内完成，因此，假定本项目在\*\*附近发生溢油，配置在\*\*平台的快速布放式围油栏系统可以在\*\*min 内完成吊装布放，并对溢油进行拦截及围控。在海况允许及溢油应急响应及时的情况下，\*\*h（不利风向极值风条件下油膜抵达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区时间）内，本项目能够在红线区边界完成\*\*m 围油栏的布放工作，对油膜进行拦截。

本项目在\*\*平台还配置有\*\*m 常规围油栏及配套溢油应急设备，可分别在\*h 内陆续抵达油膜位置，开展对油膜的进一步围控及回收工作。

#### b. 附近可借助应急资源相应时间

本项目周边可借助的应急力量主要包括 BZ34-9 CEPA 平台、BZ 34-2/4CEPA 平台、BZ34-1 CEPA 平台、KL10-1 CEP 平台、BZ35-2 CEPA 平台、BZ26-6 CEPA 平台及东营终端等的溢油应急设施，周边可借助的应急力量溢油响应时间详见表 8.2-32。



表 8.2-32 本项目周边油气田应急响应时间

设施名称	与本项目距离 (km)	动员时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现场 时间 (h)
BZ34-9 CEPA				
BZ 34-2/4CEPA				
BZ34-1 CEPA				
KL10-1 CEP				
BZ35-2 CEPA				
BZ26-6 CEPA				
东营终端				

注：上表所有计算均以直线航行距离为计算基础，船舶航行速度按 12 节（约 22.22km/h）。在实际中，海上受海况影响，船舶会以船舶的最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收等作业。

图 8.2-8 附近溢油资源分布图

### c. 天津分公司陆地应急资源响应时间

天津分公司陆地应急资源到达溢油现场的应急响应时间见表 8.2-33。

表 8.2-33 天津分公司陆地应急资源到达溢油现场的应急响应时间

设施名称	与本项目距离 (km)	动员时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现场 时间 (h)
龙口基地				
塘沽基地				
绥中基地				

注：上表所有计算均以直线航行距离为计算基础，船舶航行速度按 12 节（约 22.22km/h）。在实际中，海上受海况影响，船舶会以船舶的最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收等作业。

### d. 环保船

海上现场作业附近的环保船最快可以在 3h 内到达溢油事故地点进行海面溢油的围控和回收作业。

### e. 应急响应时间符合性分析

根据环境风险预测结果，在\*\*风向极值风条件下最短\*\*h 可到达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区。在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目配置在\*\*平台的快速布放式围油栏系统可以在\*min 内完成吊装布放，并对溢油进行拦截及围控，配置在\*\*平台的常规溢油应急资源可在\*h 内抵达油膜位置；附近油气田的溢油应急资源可在\*h 内陆续抵达油膜位置，开展对油膜的进一步围控及回收工作。

因此，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目可协调的溢油应急设备满足应急响应需要。

### 8.2.7.6 应急能力可行性分析

由于目前尚未发布海上油气田的溢油应急能力评估方法，本项目主要根据海洋油气田开发工程现场溢油应急适用情况、部分参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）的基础上进行溢油应急能力的估算。

#### a. 本项目溢油所需应急能力估算

##### 1) 围控与防控能力

海洋油气开发工程发生溢油事故后，通过布设围油栏等措施对水面溢油进行围控，以防止溢油扩散、辅助溢油回收和清除。围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现，当 U 形布放围油栏时，回收船舶始终处于 U 形的底部，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收。此时，围油栏长度与油膜体积存在如下关系：

$$L = \ln(0.1t + 1) \sqrt{\frac{60\pi m}{d\varphi\rho}}$$

式中，

L——围控溢油所需围油栏长度，m；

V——泄漏原油体积，m<sup>3</sup>，本次事故溢油量为 98m<sup>3</sup>；

t——溢油发生之后的时间，h；

π——圆周率，无量纲；

d——油膜厚度，m，在 0.005-0.05m 之间，这里取 0.01m；

φ——围油栏利用系数，取 0.9。

按 98m<sup>3</sup> 进行计算围控溢油所需的围油栏长度，根据上式估算在发生溢油 1h 时所需要的围油栏长度约为 110m。

##### 2) 机械回收能力

机械回收能力按下式进行：

$$E = V * b / (\alpha * h)$$

式中：

E——收油机回收速率，单位为立方米每小时（m<sup>3</sup>/h）；

V——总溢油量，单位为方（m<sup>3</sup>）；

b——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%，取 50%；

α——回收油量占回收液体总量的比例（%），20%-80%，取 50%；





h——回收工作时间，单位为小时（h），取 12h。

本项目溢油量为\*\*m<sup>3</sup>，在\*\*h 内回收所需的机械回收能力约为\*\* m<sup>3</sup>/h。

### 3) 临时储存能力

一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12h 回收的油水混合物储存需求，则本项目临时能力应至少为\*\*m<sup>3</sup>。

### b. 应急能力符合性分析

本项目溢油应急能力符合分析见下表。

表 8.2-34 溢油能力分析

本项目溢油规模	所需溢油应急能力估算		附近可借助油田现有应急资源	天津分公司内部应急资源		合计	是否满足本项目溢油应急能力要求
				塘沽基地 龙口基地 绥中基地	环保船		
**m <sup>3</sup>	围油栏（m）						可以满足要求
	机械回收能力（m <sup>3</sup> /h）						
	临时储存能力（m <sup>3</sup> ）						

根据上表，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目附近可借助油田溢油应急设备及天津分公司内部应急资源等可以满足本项目在合理时间内对本项目可能发生的溢油规模（\*\*m<sup>3</sup>）做出适当的反应。对一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以就近调用外部溢油应急支援力量进行应急处理。建设单位与中海石油（中国）有限公司其他分公司及中海石油环保服务（天津）有限公司建立了密切的联系，当发生溢油污染环境事件时能及时获得可动用的溢油应急设备。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协调，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

综上所述，本项目附近可借助油田溢油应急设备及天津分公司内部应急资源基本可以保证在合理的时间内对本项目发生的溢油量做出适当的反应，对于一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以借助区域性溢油应急联合组织其他成员的设备进行应急处理，能够满足项目在建设阶段和生产阶段中对溢油应急防范和处理的要求。



### 8.2.8 评价结论与建议

本次海上工程环境风险评价识别出来的环境风险类型包括井喷、新建平台火灾/爆炸、海底管道与立管泄漏和船舶碰撞泄漏等事故。本项目海上工程最具代表性事故为海底管道/立管泄漏事故。选取了不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 $2 \times 10^3 \text{ m}^3$ 。根据预测结果分析，\*\*至\*\*输油海管于近\*\*\*平台侧发生溢油后，在 N 风向极值风条件下最短\*h 可到达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区。因此，建设单位需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

本项目从设计阶段采用国内外先进标准，在建设和生产阶段采取各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，本项目投产之前将修订溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行详细规定。根据应急响应时间分析，如果\*\*平台附近海底管道处发生溢油，本项目配置在\*\*平台的快速布放式围油栏系统可以在\*\*min 内完成吊装布放，并对溢油进行拦截及围控，配置在依托\*\*平台的常规溢油应急资源可在\*\*h 内抵达油膜位置；附近油气田的溢油应急资源可在\*\*h 内陆续抵达油膜位置，开展对油膜的进一步围控及回收工作。通过对溢油应急能力的计算，本项目应急资源及天津分公司周边可借助油田的溢油应急设备可以满足本项目最具代表性事故溢油量的溢油应急能力的要求。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

鉴于项目周边环境敏感目标较多，建设单位应按照法律法规要求采取切实有效措施，防范溢油风险事故，完善溢油应急预案，加强溢油应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

综合以上分析，渤中 26-6 油田开发项目（二期）海上工程发生油气泄漏的概率较低。本项目将修订溢油应急预案并备案，新建平台和周边依托平台配备了相应的溢油应急资源。因此，本项目海上工程油气泄漏环境风险可防、可控。

### 8.3 地质性溢油及浅层气分析

### 8.3.1 油田地质油藏特征

### 8.3.1.1 地层特征

图 8.3-1 地层柱状图

### 8.3.2 含油层位

### 8.3.3 构造特征

图 8.3-2 构造图

图 8.3-10 潜山顶面裂隙图

表 8.3-1 渤中 26-6 油田断层要素表

[illegible]




### 8.3.4 地质性溢油相关的地质因素

#### 8.3.4.1 断层

图 8.3-4 渤中 26-6 油田断裂分布图

图 8.3-5 渤中 26-6 油田剖面图

表 8.3-2 渤中 26-6 油田开发井距断层距离统计表

井号	距离（m）/断层
----	----------

图 8.3-6 太古界潜山目的层段注入井与最近断层距离平面

表 8.3-3 渤中 26-6 油田古生界潜山井（注入井）距断层距离统计

井号	距离（m）/断层

图 8.3-7 古生界潜山目的层段注入井与最近断层距离平面

#### 8.3.4.2 储层对比关系

### 8.3.5 地质性溢油风险事故防范措施

#### 8.3.5.1 钻采方案中地质性溢油气风险防范措施

#### 8.3.5.2 油藏方案中地质性溢油气风险防范措施

##### （1）注采井网



图 8.3-8 渤中 26-6 油田二期主体区推荐方案开发井位图

图 8.3-9 6 井区推荐方案开发井位图

图 8.3-10 3 井区推荐方案开发井位图

(2) 注入压力控制

图 8.3-11 渤中 26-6 油田二期主体区注气开发地层压力保持水平

图 8.3-12 6 区注气开发地层压力保持水平

图 8.3-13 3 区注气开发地层压力保持水平

(3) 压力监测和分析

(4) 注入调整





### 8.3.5.3 应急措施

## 8.3.6 浅层气风险分析

### 8.3.6.1 浅层气识别

#### a. 录井、测井分析

图 8.3-14 BZ26-6-2 测井曲线图

图 8.3-15 BZ26-6-2 综合录井图

#### b. 浅层气地震预测

图 8.3-16 BZ26-6-2 井震标定

#### c. 工程勘察

### 8.3.6.2 浅层气影响分析

#### a. 钻完井

#### b. 工程

### 8.3.6.3 浅层气事故防范措施

## 8.3.7 结论

通过地质条件、气藏工程、钻完井方案等方面的综合分析，渤中 26-6 油田二期施工过程中和后续生产过程中发生地质性油气泄漏事故的可能性不大。建议建设单位进一步加强对钻、完井作业的管理，避免发生溢油气风险事故，在采取严密、适当的安全防范措施后，本工程施工和生产过程中的地质性溢油气风险是可控的。

本项目\*~\*\*m 浅层气的风险根据工程勘察资料，未发现浅层气；\*\*m 至目的层根据三维地震资料和测井、录井资料分析已提示疑似浅层气特征区域，钻井设计严格遵照中海油钻字〔2021〕18 号《海洋浅层气钻井设计与作业指南》，并且制定了钻遇浅层气的应对措施，浅层气风险可控。

## 8.4 CO<sub>2</sub> 运输、回注利用及封存风险评估

本小节将部分参考《二氧化碳捕集、利用与封存环境风险评估技术指南（试



行）》（2016.7.1）对本项目二氧化碳在储运、地质利用及封存环节的环境风险进行简要分析。

#### 8.4.1 风险物质识别

本项目计划新建 BZ19-2CEPE 平台至 BZ26-6 CEPA 平台 CO<sub>2</sub> 输送管道（\*\*km），并将 BZ26-6 CEPA 平台处理合格的伴生气一部分与引自 BZ19-2 CEPE 平台的 CO<sub>2</sub> 混合，通过新建 BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6 WHPC 注气管道（\*\*km）、新建 BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 注气管道（\*\*km）将 CO<sub>2</sub> 及伴生气输送至 BZ26-6 WHPC 平台和 BZ26-6 WHPD 平台供注气和气举使用。

CO<sub>2</sub> 是空气中常见的温室气体之一，常温条件下是一种无色、无臭、无味、不助燃的气体。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 对项目所涉及的风险物质进行调查和识别，本项目涉及的压缩 CO<sub>2</sub> 不属于表 B.1 中的风险物质，也不属于表 B.2 中的健康危险急性毒性物质（类别 1）、健康危险急性毒性物质（类别 2，类别 3）、危害水环境物质（急性毒性类别 1）；项目涉及的压缩 CO<sub>2</sub> 不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 有毒有害和易燃易爆危险物质。

本项目涉及的 CO<sub>2</sub> 理化性质及危险特性见表 8.4-1。

表 8.4-1 CO<sub>2</sub> 理化性质及危险特性一览表

类别	内容		
标识	中文名：二氧化碳、碳酸酐		英文名：carbon dioxide
	分子式：CO <sub>2</sub>	分子量：44.01	CAS 号：124-38-9
	危规号：22019		
理化性质	性状：无色无臭气体		
	溶解性：溶于水、烃类等多数有机溶剂		
	熔点（℃）：-56.6（527kPa）	沸点（℃）：-78.5（升华）	相对密度（水=1）：1.56（-79℃）
	临界温度（℃）：31	临界压力（MPa）：7.39	相对密度（空气=1）：1.53
	燃烧热（KJ/mol）：无意义	最小点火能（mJ）：	饱和蒸气压（KPa）：1013.25（-39℃）
燃烧爆炸危险性	燃烧性：不燃		聚合危害：不聚合
	闪点（℃）：无意义		稳定性：稳定
	爆炸极限（V%）：无意义		
	危险特性：若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
毒性	消防措施：本品不燃。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。		
	解除限制：无。毒理资料：无。		
对人体危害	侵入途径：吸入 健康危害：在低浓度时，对呼吸中枢呈兴奋作用，高浓度时则产生抑制甚至麻痹作用。中毒机制中还兼有缺氧的因素。急性中毒：人进入高浓度二氧化碳环境，在几秒钟内迅速昏迷倒下，反射消失、瞳孔扩大或缩小、大小便失禁、呕吐		



类别	内容
	等，更严重者出现呼吸停止及休克，甚至死亡。固态（干冰）和液态二氧化碳在常压下迅速气化，能造成-80~-43℃低温，引起皮肤和眼睛严重的冻伤。慢性影响：经常接触较高浓度的二氧化碳者，可有头晕、头痛、失眠、易兴奋、无力等神经功能紊乱等。但生产中是否存在慢性中毒国内外均未见病历报道。
急救	眼：若有冻伤，就医治疗；皮肤：若有冻伤，就医治疗；吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
防护	工程防护：密闭操作，提供良好的自然通风条件；呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴空气呼吸器；眼睛防护：一般不需要特殊防护；身体防护：穿一般作业工作服；手防护：戴一般作业防护手套；其他：避免高浓度吸入。进入罐、限制空间或其他高浓度区作业，须有人监护。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
贮运	包装标志：5 UN 编号：1013 包装分类：III 包装方法：钢制气瓶 储运条件：不燃性压缩气体。储存于阴凉、通风仓间内。仓内温度不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与易燃或可燃物分开存放。验收时要注意品名，注意验瓶日期，先进仓的先发用。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。

## 8.4.2 运输过程的环境风险源

### 8.4.2.1 运输方式及路线

本项目计划新建 3 条海底管道用于 CO<sub>2</sub> 及伴生气输送，海底管道的相关参数详见表 8.4-2。

表 8.4-2 新建海底管道基础数据表

管道	BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6 WHPC 注气管道	BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 注气管道	BZ19-2 至 BZ26-6 CEPA CO <sub>2</sub> 管道
管道形式			
管径 (in)			
管长 (km)			
设计压力 (MPa)			
设计温度 (°C)			
腐蚀裕量(mm)			
设计年限 (年)			
输送介质			
外管直径 (mm)			

相比于铁路、船舶以及公路等运输方式，海底管道输送二氧化碳受到外部破坏等因素的可能性较小。此外，为了进一步降低海底管道受到外部破坏的风险，本项目管道全程采用后挖沟方式埋设。海底管道常规埋设段底宽\*米，顶宽



\*m，挖沟深度保证管道顶部距海床表面为\*m，自然回填（BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 干气海管和 BZ19-2CEPE 至 BZ26-6 CEPA CO<sub>2</sub> 管道采用人工回填）；穿越航线或水道时底宽\*m，顶宽\*m，埋深加深至\*m，并人工回填碎石保护。

#### 8.4.2.2 CO<sub>2</sub> 气流纯度

本项目新建 BZ19-2CEPE 至 BZ26-6 CEPA CO<sub>2</sub> 管道中的 CO<sub>2</sub> 二氧化碳指标详见下表，其二氧化碳产品浓度高于\*\*%，杂质较少，属于高纯度的 CO<sub>2</sub> 气流，环境风险较低。此外本项目新建 BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6 WHPC 注气管道、BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 注气管道输送的气体均为干气（伴生气+CO<sub>2</sub>），且设计了充足的腐蚀余量，因管道内腐蚀导致的海底管道泄漏事故发生的可能性也较低。

表 8.4-3 二氧化碳指标

组分	摩尔分率/mol
乙烷	
正戊烷	
正己烷	
正庚烷	
CO <sub>2</sub>	
H <sub>2</sub> O	
H <sub>2</sub> S	
总硫	
合计	

### 8.4.3 运输过程的环境风险评估

#### 8.4.3.1 环境风险可能性界定

参考《二氧化碳捕集、利用与封存环境风险评估技术指南（试行）》（2016.7.1），本项目发生泄漏事故等环境风险的可能性分为 5 类，见下表。

表 8.4-4 可能性界定

可能性类别	描述	要求
几乎不可能	可能性非常小，未有先例，但存在理论上的可能性。	通过类比法或专家打分法确定可能性类别，或提供充分的科学证据并经专家论证。
不大可能	在项目的全生命周期发生的可能性非常小。	
可能	在项目的全生命周期内可能发生。	
很可能	在项目的全生命周期内，可能发生不止一次。	
几乎确定	很可能每年都发生。	

美国拥有全世界密度最大、总长最长的 CO<sub>2</sub> 管道，在 CO<sub>2</sub> 管道的运行管理上已经有超过四十年的经验。根据美国管道安全部门 OPS 的统计，下表表示北



美 CO<sub>2</sub> 管道发生大规模泄漏 ( $\geq 4000\text{barrels}$ ) 的失效概率。此数据是基于 1986 年至 2008 年这 30 年间对北美约 5581km(3468miles)的 CO<sub>2</sub> 管道的统计数据的, 无论从时间长度还是管道长度上来说都具有代表性和统计意义。由表可见, 失效原因主要有设备失效 (如泵、阀等损坏)、腐蚀、操作失误、未知原因, 其对应的失效概率分别是  $4.82 \times 10^{-5}$  次/(km·a)、 $1.67 \times 10^{-5}$  次/(km·a)、 $1.67 \times 10^{-5}$  次/(km·a)、 $2.41 \times 10^{-5}$  次/(km·a), 总失效概率为  $1.05 \times 10^{-4}$  次/(km·a)。

表 8.4-5 CO<sub>2</sub> 管道历史失效概率统计 (1986-2008 年)

失效原因	事故数	占比 (%)	失效概率 (次/(km·a))
设备失效	6	46	$4.82 \times 10^{-5}$
腐蚀	2	15.5	$1.67 \times 10^{-5}$
误操作	2	15.5	$1.67 \times 10^{-5}$
未知原因	3	23	$2.41 \times 10^{-5}$
总计	13	100	$1.05 \times 10^{-4}$

本项目用于运输 CO<sub>2</sub> 的海底管道所输送的为高纯度的 CO<sub>2</sub> 气流及干气, 几乎不含水, 海管内部腐蚀的可能较低; 本项目全程采用管道方式运输 CO<sub>2</sub>, 相较于铁路、船舶以及公路等运输方式环境风险较低; 本项目用于运输 CO<sub>2</sub> 的海底管道海上部分全程采用挖沟方式铺设, 受外力破坏的可能性较低。综上所述 CO<sub>2</sub> 海底管道泄漏事故在项目的全生命周期发生的可能性非常小, 其可能性类别为“不大可能”。

#### 8.4.3.2 对海洋环境影响界定

将对环境风险受体的影响分为五类: 轻微、轻度、中度、重度、严重, 如下表所示。

表 8.4-6 对环境风险受体影响的界定

影响	描述
轻微	环境指标未超过项目所在地环境质量标准/环境本底值或二氧化碳浓度超过本底值, 且对环境风险受体无持续性的影响。
轻度	环境指标未超过项目所在地环境质量标准/环境本底值或二氧化碳浓度超过本底值, 且对所在地环境风险受体有一定的不利影响, 可以修复。
中度	部分环境指标超过项目所在地环境质量标准/环境本底值, 或二氧化碳浓度超过本底值, 且对所在地环境风险受体有一定的不利影响, 可以修复。
重度	部分环境指标超过项目所在地环境质量标准/环境本底值, 或二氧化碳浓度超过本底值, 且对所在地环境风险受体有一定的不利影响, 难以修复。
严重	绝大部分环境指标超过项目所在地环境质量标准/环境本底值, 或二氧化碳浓度超过本底值, 且对所在地环境风险受体有严重的不利影响并造成不可逆的损害。



已有研究表明海底 CO<sub>2</sub> 泄漏会引起 pH、碱度、溶解氧等环境要素变化，其中影响最大的是 pH 下降和水体酸化。近年来二氧化碳泄漏模拟实验的泄漏速率及泄漏量大小不一，中国海洋大学在工程附近进行了海底泄漏 CO<sub>2</sub> 扩散多尺度模型模拟初步研究，在小孔泄漏\*\*kg/s 的情况下，小孔出流速度较大，在初始动量和 CO<sub>2</sub> 气泡浮力的影响下，在浅海区域气泡会很快到达水面，CO<sub>2</sub> 泄漏影响范围主要集中在泄漏点以上水体，水平影响距离和当地的流速和水深有关，\*\*m 水深，\*\*m/s 流速情景下，CO<sub>2</sub> 泄漏造成 pH 下降\*\*单位左右，影响范围主要集中在周围\*\*范围内。

Kano 等，在日本海岸附近进行了海底泄漏 CO<sub>2</sub> 扩散多尺度模型模拟研究，模拟情景是 CO<sub>2</sub> 泄漏发生在海底 y 向 25m 宽、x 向 3000m 长的断层带上，在泄漏率为 94,600 t/y 的极端情况下，泄漏点上方海水中的 pH 最低下降到 7.6 左右，在 3800t/y 的泄漏源强下 pH 下降幅度小于 0.02，最小值为 8.21，对海水 pH 的影响较小。

Dewar 等（2013）以北海及周围水域为研究区域，进行海底 CO<sub>2</sub> 泄漏模拟研究，模拟情景为泄漏面积 15×15 m<sup>2</sup> 泄漏速率为 0.1207kg/s。海流速度为 10cm/s 情形下，冬季 pH 下降为 2.03，夏季下降 2.02，季节对 pH 变化的影响比较小；当流速为 1cm/s 时，pH 减小 2.34 个 pH 单位。

Phelps 等（2014）模拟了北海 CO<sub>2</sub> 管道大规模泄漏的情景，一天内 5000t 二氧化碳的短期泄漏导致释放点显著酸化，使 pH 减少多达 1.92pH 单位。0.1pH 单位及更大的扰动通常局限在小于 10 公里范围内；大潮期间，扩散距离会达到 17 公里处。相比之下，长期每天 1000t CO<sub>2</sub> 的泄漏仅使释放点的 pH 最多减少 1.19 pH 单位，局部扰动比短期泄漏情况弱得多。

pH 下降和水体酸化，可能对海洋生物产生潜在影响。海水酸化能够降低碳酸钙的饱和度，从而威胁贝壳生物和钙化藻类的生长。海水酸化也能干扰鱼类等生物的早期发育过程，导致组织损伤和器官发育迟缓，甚至诱发个体死亡。由于不同生物种类对于 CO<sub>2</sub> 的敏感性存在差异，当敏感生物类群受到显著影响时，又可能导致食物链和食物网结构的破坏，从而破坏海洋生态系统的物质循环和能量流动过程。采用我国近海广泛分布的浮游生物黑褐新糠虾(*Neomysis awatschensis*)和鱼类海洋青鲙鱼(*Oryzias melastigma*)等海洋生物为研究对象，开展了二氧化碳暴露毒理学实验，发现黑褐新糠虾对于 pH 下降比较敏感，暴露



12 小时后，当 pH 下降至 6.3 以下时开始出现个体死亡，pH 下降至 5.7 时能够导致 50% 的个体死亡。海洋青鲈鱼对 pH 下降的耐受性较强，暴露 48 小时后，当 pH 下降至 5.5 以下时开始出现个体死亡，pH 下降至 4.9 时能够导致 50% 的个体死亡。

根据 Phelps 等（2014）在北海开展的 CO<sub>2</sub> 管道大规模泄漏场景的研究，一天内 5000 t CO<sub>2</sub> 的短期泄漏会引起泄漏点水体显著酸化，pH 下降 1.92 单位，但水体酸化的范围较小，pH 下降 0.1 单位以上的区域通常局限于 10 公里范围以内。

根据以上研究结果可知，当本项目发生 CO<sub>2</sub> 泄漏事故后，泄漏点周边 CO<sub>2</sub> 浓度超过本底值，可能对所在地环境风险受体有一定的不利影响，但持续时间短且可以恢复，其影响程度为“轻微”。

#### 8.4.3.3 结论

参考《二氧化碳捕集、利用与封存环境风险评估技术指南（试行）》（2016.7.1），针对环境风险受体（海洋环境），需按照环境风险矩阵法确定风险水平，以其中风险级别最高的作为环境风险水平评估的最终结论。对于环境风险水平评估为中等风险水平及以上的项目，其环境风险水平为不可接受，应进行详细地系统诊断，并再次评估项目的环境风险水平，直至达到低风险水平及以下。本项目在运输环节的风险可能性类别为“不大可能”，潜在 CO<sub>2</sub> 泄漏事故影响程度为“轻微”，因此本项目 CO<sub>2</sub> 风险水平评估为“低风险”。

### 8.5 陆上工程环境风险分析

#### 8.5.1 建设项目环境风险潜势初判

##### 8.5.1.1 危险物质及工艺系统危险性（P）判定

##### a. 危险物质数量与临界量比值（Q）

本项目涉及的危险物质主要包括天然气、丙烷、丁烷或液化石油气 LPG 和稳定轻烃等，其中，辅助工程、环保工程还涉及甲醇、含油污水等危险物质。本项目计划 2026 年对现有设施进行改造，改造后项目整体环境风险变化较小，改造后严格落实原环评各项风险防范措施整体项目风险可控。本项目计划 2035 年在现有装置区南侧扩建一套天然气处理装置，罐区依托现有工程，装车区仅在现有装车区增加 4 个装车鹤位，故主要危险单元仅装置区发生变化其余危险单元分布基本不发生变化。

综上，危险单元主要包括终端工程和天然气气液混输管道（陆地管道），



其中终端工程内的危险单元包括工艺装置区、丙烷罐区、丁烷及稳定轻烃罐区、装车区、危险废物临时贮存场和污水处理单元。由于本项目 2035 年工程扩建后陆地管线的运行压力增大（运行压力由原来的\*\*MPa 变为\*\*MPa），故对管线周边环境的风险增大，故本项目针对扩建后管线进行重新评价。

滨州终端扩建后由于增加一套天然气处理装置，同时 2035 年后陆地管线运行压力增大，故工艺装置区及管线的最大在线量发生变化。本项目危险物质数量与临界量比值（Q）根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B“重点关注的危险物质及临界量”中表 B.1 中规定的临界量（按甲烷计）的比值进行计算。同时，考虑天然气、丙烷、液化石油气等危险物质泄漏后不会造成水环境风险事故，因此，参考《企业突发环境事件风险分级方法》

（HJ941-2018）分别计算涉水、涉气风险物质数量与临界量比值（Q），统计 Q 值见表 8.5-1。

表 8.5-1 本项目 Q 值确定表

序号	工程类别	危险单元	危险物质名称	CAS 号	扩建后工程最大存在总量 q <sub>n</sub> /t	临界量 Q <sub>n</sub> /t	涉气危险物质 Q 值	涉水危险物质 Q 值
1	终端工程	工艺装置区	天然气	74-82-8		10		
			丙烷	74-98-6		10		
			丁烷	106-97-8		10		
			稳定轻烃	/		10		
			酸性气	/		10		
			低压燃料气	/		10		
			外输干气	/		10		
			甲醇			10		
		丙烷罐区	丙烷	74-98-6		10		
			液化石油气	/		10		
		丁烷及稳定轻烃罐区	丁烷	106-97-8		10		
			稳定轻烃	/		10		
		装车区	丙烷	/		/		
			丁烷	106-97-8		/		
			稳定轻烃	/		/		
			液化石油气	/		/		
		污水处理设施	含油污水	/		2500		
		危险废物临时贮存场	危险废物	/		/	/	
Q 值合计								
2	陆上气液	1#截断阀-2#截断阀	天然气	74-82-8				



序号	工程类别	危险单元	危险物质名称	CAS 号	扩建后工程最大存在总量 $q_n/t$	临界量 $Q_n/t$	涉气危险物质 Q 值	涉水危险物质 Q 值
	混输管道	Q 值合计						
		2#截断阀-终端	天然气	74-82-8				
		Q 值合计						

注：稳定轻烃、酸性气、低压燃料气、干气参考石油气的临界量，含油污水参考油类物质临界量；装车区危险物质的在线量包含于罐区危险物质在线量。

由上表可知，本项目终端工程  $Q=1377.40$  ( $Q \geq 100$ )；陆上气液混输管道的  $Q=66.3$  ( $100 \geq Q > 10$ )。

#### b. 行业及生产工艺 (M)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C“危险物质及工艺系统危险性 (P) 的分级”中表 C.1，根据本项目生产工业特点，本项目 M 值确定见表 8.5-2。

表 8.5-2 建设项目 M 值确定表

序号	工程类别	行业	工艺单元名称	生产工艺	M 值	数量	M 值
1	终端工程	其他	工艺装置区	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程	5	2	20 (M2)
			丙烷罐区	危险物质贮存罐区	5	1	
			丁烷及稳定轻烃罐区		5	1	
2	天然气气液混输管道	石油天然气	陆地管道	油气管线	10	1	10 (M3)

#### c. 危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

根据导则附录 C 中表 C.2，判断本项目危险物质及工艺系统危险性等级见表 8.5-3。

表 8.5-3 危险物质及工艺系统危险性等级判断

序号	工程内容		危险物质类别	M 值	Q 值	P
1	终端工程		涉气	M2	$Q \geq 100$	P1
			涉水	M2	$1 \leq Q < 10$	P3
2	陆上气液混输管道	1#截断阀-2#截断阀	涉气	M3	$10 \leq Q < 100$	P2
		2#截断阀-终端	涉气	M3	$10 \leq Q < 100$	P2

#### 8.5.1.2 环境敏感程度 (E) 判定

##### a. 大气环境

根据大气环境敏感目标调查，终端周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人，周围 500m 范围内 0 人，





终端环境风险大气环境敏感程度为环境低度敏感区（E3）。

陆上气液混输管道周边 200m 范围内 0 人，环境风险大气环境敏感程度为环境低度敏感区（E3）。

#### b. 地表水

终端设置事故废水环境风险防范措施，可有效控制事故废水不外排，涉及的危险物质无泄漏到周边水体的环境影响途径和排放点。

本项目管道 2#截断阀-终端管段未经过或穿越地表水体，不存在危险物质泄漏到水体的排放点；1#截断阀-2#截断阀管段经滨州登陆点登陆后通过滨州港港区管廊架铺设并跨越新河，新河汇入套尔河并入海，环境风险地表水环境敏感程度为环境中度敏感区（E2）。

#### c. 地下水环境

终端所在区域不存在集中式饮用水水源及分散式饮用水水源地，亦不存在特殊地下水资源，因此地下水环境敏感性分区为不敏感 G3，项目所在区域的包气带渗透系数  $K > 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，包气带防污性能分级为 D1，则本项目的地下水环境敏感程度分级为环境中度敏感区（E2）。本项目陆上气液混输管道泄漏后输送物料主要以气体形式扩散后或蒸发，对地下水环境影响较小。

具体敏感目标见表 8.5-4。

表 8.5-4 项目环境敏感特征表

类别	工程类别	环境敏感特征						
环境空气	陆上终端	项目边界周边 5km 范围内						
		序号	敏感目标名称	相对方位	距离/km	功能区	户数（户）	人口数/人
		1						
		2						
		3						
		4						
		项目边界周边 500m 范围内人口数小计						0 人
		项目边界周边 5km 范围内人口数小计						5464
		大气环境敏感程度 E 值						E3
	天然气气液混输管道-陆上部分	1	/					0
		每公里管段人口数（最大）						0
		大气环境敏感程度 E 值						E3
地表	陆上终端/天然气气液	受纳水体						
		序号	受纳水	排放点水域环境功能			24h 内流经范围/km	





类别	工程类别	环境敏感特征					
水	混输管道-2#截断阀-终端管段		体名称				
		1	不涉及	无事故排放点		/	
	天然气气液混输管道-1#截断阀-2#截断阀	受纳水体					
		序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
		1	新河	V 类		/	
		内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标					
		序号	敏感目标名称	环境敏感特征		与排放点距离/km	
		1	套尔河口海域国家级水产种质资源保护区	其他特殊重要保护区域		8.9	
地下水	陆上终端	地表水（近岸海域）环境敏感程度 E 值					E2
		序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
		1	无	不敏感 G3	V类	$K=5.79 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ (D1)	/
	天然气气液混输管道-陆上部分	地下水环境敏感程度 E 值					E2
		/	/	/	/	/	/

### 8.5.1.3 风险潜势判断

本项目环境风险潜势等级见表 8.5-5。

表 8.5-5 环境风险潜势分析结果

序号	工程内容		要素	敏感程度分级结果	危险物质及工艺系统危害性	环境风险潜势判定
1	终端工程		大气	E3	P1	III
			地下水	E2	P3	III
2	陆上气液混输管道	1#截断阀-2#截断阀	大气	E3	P2	III
		2#截断阀-终端	大气	E3	P2	III

### 8.5.2 评价等级

根据以上分析结果，确定本项目风险评价工作等级见表 8.5-6。

表 8.5-6 环境风险评价工作等级划分

序号	工程内容	要素	环境风险潜势判定	环境风险评价等级
1	终端工程	大气	III	二
		地下水	III	二



序号	工程内容		要素	环境风险潜势判定	环境风险评价等级
2	陆上气液混输管道	1#截断阀-2#截断阀	大气	III	二
		2#截断阀-终端	大气	III	二

因此，终端工程大气环境、地下水环境风险评价等级为二级；陆上气液混输管道 1#截断阀-2#截断阀管段大气环境风险评价等级为二级；2#截断阀-终端管段大气环境风险评价等级为二级。

### 8.5.3 评价范围

#### 8.5.3.1 大气环境风险评价范围

本项目终端工程大气环境风险的评价范围为厂区边界外扩 5km 的区域，天然气气液混输管道大气环境风险评价范围管道中心线两侧 200m 范围。

#### 8.5.3.2 地下水环境风险评价范围

地下水环境风险评价范围与地下水环境影响评价范围保持一致，具体见地下水环境影响评价章节。

### 8.5.4 风险识别

#### 8.5.4.1 物质危险性识别

本项目扩建后主要风险物质未发生变化，识别主要风险物质见表 8.5-7。

表 8.5-7 主要物质危险性识别表

序号	名称	易燃危险性识别				毒性终点浓度-1/ (mg/m <sup>3</sup> )	毒性终点浓度-2/ (mg/m <sup>3</sup> )
		沸点℃	闪点℃	爆炸极限 (体积比%)	火灾危险 级别		
1	丙烷	-42.1	-104	2.1~9.5	甲	59000	31000
2	丁烷	-0.5	-60	1.8~8.4	甲	130000	40000
3	天然气	-161.4	-190	5.0~15.0	甲	/	/
4	液化石油气	-42	/	1.5~9.5	甲 A	720000	410000
5	甲醇	64.7	11	6~36.5	甲 B	9400	2700

#### 8.5.4.2 生产系统危险性识别

##### a. 危险单元分布

本项目终端工程危险单元主要为工艺装置区、丙烷罐区、丁烷及稳定轻烃罐区、装车区、危险废物临时贮存场和污水处理设施，天然气气液混输管道危险单元为 1#截断阀-2#截断阀管段和 2#截断阀-滨州终端管段的天然气气液混输管道。项目危险单元分布情况见图 8.5-1 和图 8.5-2。

图 8.5-1 终端工程扩建后全厂危险单元分布图

图 8.5-2 天然气气液混输管道危险单元分布（未发生改变）

#### 8.5.4.3 生产装置危险因素识别

本次生产设施风险识别主要涉及天然气气液混输管道和终端工程，天然气气液混输管道涉及的危险性物料输送量大，对管道的承压、密封要求较高，存在因管道破裂发生物料泄漏及着火爆炸的可能。其危险性分析如下：

##### a. 天然气气液混输管道危险性分析

本工程依托的天然气气液混输长输管道，输送的介质具有易燃、易爆危险性。在设计、施工、运行管理过程中，可能存在施工质量及材料问题、自然灾害、腐蚀等因素，可能造成阀门、仪器仪表、管线等设备设施及连接部位泄漏，甚至管道破裂而引起火灾、爆炸事故。

##### 1) 腐蚀

一般说来，管道内壁腐蚀是由于输送介质天然气中含有水分和酸性气体（如  $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$  等）等造成的。天然气中含有的水分冷却后能在管壁中形成一层水膜，遇酸性气体能形成酸性水溶液，对管内壁严重腐蚀，造成管道破坏。在碱性介质中， $\text{CO}_2$  及碳酸盐可造成碳钢的应力腐蚀破裂，氧的存在会加剧破裂发生的可能。管道外壁腐蚀与所处环境（土壤性质）有关。

此外，地面上的强电线路（高压输电线路、电气化铁路、变电站等）容易形成杂散电流，对输气管道产生电腐蚀。

##### 2) 施工质量及材料缺陷

##### ①施工质量

管道敷设施工作业由测量、放线、作业带清理、挖沟、运管、布管、组装、焊接、探伤、补口补伤、下沟、测量检查、回填覆土、通球、分段试压、碰死口、站间整体试压等环节组成。尽管每个环节都有严格的作业标准，但如果稍有疏忽，哪怕是其中的一个非主要环节存在施工质量问题，都会给整个管道带来安全隐患。尤其是管道对接焊缝质量，是引发事故的又一重要因素。

施工不良还表现在以下方面：管道除锈、去污、防腐和现场补口等工序未按施工要求去做；现场涂敷作业管理不严，使防腐层与管体粘结不良，管子下沟动作粗鲁以及回填作业草率，使泥土、岩石冲击防腐层，造成防腐层破坏；阴极保护没有与管道埋地同时进行等。

建立和实施健康、安全 and 环境（HSE）管理体系、ISO90001 质量管理体系



和质量监理制度，强化施工人员的质量安全意识，提高施工人员的技术水平，是保证施工质量，减少施工质量事故的有效途径。

## ②材料缺陷

材料缺陷最主要的就是管材，管材本身质量差多是因为金属材质及制造工艺的缺陷引起，其中管材卷边、分层、制管焊缝缺陷、管段热处理等工艺均可影响到管材质量；管道焊接缺陷则主要表现在焊接边缘错位、未焊透与未熔合、夹渣、气孔和裂纹等方面。

制管质量事故多出现于有缝钢管，我国由于生产螺旋缝钢管的生产历史较长，输送天然气几乎全部采用螺旋缝钢管。螺旋焊钢管有其自身的优点，但它的焊缝长度具有应力集中现象，因而焊缝缺陷引发的事故比直缝钢管概率高。如螺旋焊缝钢管制管时，由于剪边及成形压造成的刻伤处残余应力集中；焊接时造成螺旋焊缝的内焊扁焊或未焊透等缺陷处应力集中；在含硫化氢的腐蚀性介质中形成局部阳极，在输气的低频脉动应力作用下，局部腐蚀逐渐扩展成裂纹，输气运行中，在较低的压力下即可产生爆管，沿焊缝将管道撕裂。

## ③管线埋深

若管线埋深不够，在雨季覆土可能会被雨水冲走导致管线外露，会对管线的安全运行带来一定的危害。

### b. 天然气陆上终端危险性分析

在天然气陆上终端最常见漏气的位置就是静密封点处，如法兰、螺纹接口处，但管线穿孔泄漏也时有发生，主要是管线弯头处，特别是排污管线和放空管线的弯头处。在线路上最常见的泄漏是由第三方破坏和管道穿孔引起的。常见的泄漏有以下几种：

#### 1) 法兰间的泄漏

①密封垫片压紧力不足，法兰结合面粗糙，安装密封垫出现偏装，螺栓松紧不一，两法兰中心线偏移。这种泄漏主要由于施工、安装质量引起的，主要发生在投产试压阶段；

②由于脉冲流、工艺设计不合理，减振措施不到位或外界因素造成管道振动，致使螺栓松动，造成泄漏；

③管道变形或沉降造成泄漏；

④螺栓由于热胀冷缩等原因造成的伸长及变形，在季节交替时的泄漏主要





是由这种故障引起的；

⑤密封垫片长期使用，产生塑性变形、回弹力下降以及垫片材料老化等造成泄漏，这种泄漏在老管线上比较常见；

⑥天然气腐蚀，造成泄漏，这种情况比较少见，但由于垫片和法兰质量问题可能产生此种泄漏。

## 2) 管道泄漏

管道泄漏包括夹渣、气孔、未焊透、裂纹等焊接缺陷引起的泄漏，但随着焊接技术的发展和施工质量以及检测手段的提高，这种焊接缺陷逐渐减少。此外还有腐蚀引起的泄漏，天然气站场管道引起腐蚀的原因很多，常见的有：周围介质引起的均匀腐蚀；应力引起的腐蚀；氧和水引起的腐蚀；硫和细菌引起的腐蚀；氢引起的腐蚀。

## 3) 螺纹泄漏

管螺纹密封的泄漏跟使用的密封材料有直接关系。我国普遍使用铅油麻丝、聚四氟乙烯胶带密封。铅油麻丝等溶剂型填料在液态时能填满间隙，固化后溶剂挥发，导致收缩龟裂，而且耐化学性能差，很容易渗漏。聚四氟乙烯胶带不可能完全紧密填充，调整时容易断丝，易堵塞管路阀门，而且聚四氟乙烯和金属磨擦系数低，管螺纹很容易松动，密封效果也不是很好。

## 4) 阀门泄漏

①连接法兰及压盖法兰泄漏：这种泄漏一般可在降压的情况下，通过拧紧螺栓得以解决。

②焊缝泄漏：对于焊接体球阀，有可能因焊接缺陷出现泄漏，但这种泄漏很少见。

③阀体泄漏：阀体的泄漏主要是由于阀门生产过程中的铸造缺陷所引起的。天然气的腐蚀和冲刷也可能造成阀体泄漏，这种泄漏常出现在调压阀上。

④填料泄漏：阀门阀杆采用填料密封结构处所发生的泄漏，长时间使用填料老化、磨损、腐蚀等使其失效，通过更换填料或拧紧能够得以解决。

## 8.5.5 环境风险类型及危害分析

本项目毒害物质扩散途径主要有以下几个方面：

大气扩散：本项目运营期天然气气液混输管道和终端工程存在的环境风险事故主要为天然气、丙烷、丁烷、液化石油气等危险物质泄漏事故、火灾爆炸





事故引起对水环境、大气环境等造成的污染和二次污染。

地表水环境扩散：本项目设置事故废水环境风险防范措施，可有效控制事故废水不外排，本项目涉及的危险物质无泄漏到周边水体的环境影响途径和排放点，不会对项目周边地表水环境产生不利影响。

地下水扩散：本项目甲醇、含油污水在事故状态下渗入土壤/地下含水层，对土壤环境/地下水环境造成环境风险事故。

#### 8.5.6 风险识别结果

本项目风险识别详见表 8.5-8。

表 8.5-8 本项目环境风险识别表

序号	工程类别	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	终端工程	工艺装置区	工艺设备、管线等	天然气、丙烷、丁烷、稳定轻烃、低压燃料气、外输干气、甲醇等	泄漏、火灾和爆炸	大气、地下水	大气环境敏感目标、潜水含水层、土壤
		丙烷罐区	储罐、管线等	丙烷	泄漏、火灾和爆炸	大气	大气环境敏感目标
		丁烷及稳定轻烃罐区	储罐、管线等	丁烷、稳定轻烃			
		装车区	鹤管、管线等	丙烷、丁烷、稳定轻烃、液化石油气			
		污水处理设施	污油罐、管线等	含油污水	泄漏	地下水	潜水含水层、土壤
		危险废物临时贮存场	危险废物	危险废物	泄漏	地下水	潜水含水层、土壤
2	陆上管道	1#截断阀-2#截断阀管段	管道	气（天然气）液	泄漏	地下水	潜水含水层、土壤
		2#截断阀-终端管段	管道	气（天然气）液	泄漏	大气	大气环境敏感目标

#### 8.5.7 风险事故情形分析

##### 8.5.7.1 风险事故情形设定

##### a. 风险事故统计资料分析

##### （1）终端工程



目前国内外缺乏针对终端工程终端的专项统计，因此本次评价将类比石油化工行业事故统计资料开展事故分析。

根据“世界石油化工企业 30 年近 100 起特大事故”资料按照事故发生原因划分，发生事故的比例情况见表 8.5-9。

表 8.5-9 100 起特大事故按事故原因分布情况

序号	事故原因	发生次数	所占百分率/%
1	操作失误	15	15.5
2	泵设备故障	18	18.6
3	阀门管道泄漏	34	35.1
4	雷击自然灾害	8	8.2
5	仪表电器失灵	12	12.4
6	突沸反应失控	10	10.4

由上表可知，造成火灾爆炸事故原因中，阀门管道泄漏比率很大，占 35.1%，其次是泵设备故障，占 18.6%。另外，因仪表电气失控导致消防报警失灵，引发事故发生的比率为 12.4%，也是造成严重事故后果的主要原因。

## （2）天然气气液混输管道

### 1) 国外输气管道事故统计与分析

欧洲是天然气工业发展比较早，也是十分发达的地区，经过几十年的发展和建设，该地区的跨国管道已将许多欧洲国家相连，形成了密集复杂的天然气网络系统。为了更有效地掌握输气管道事故发生的频率和原因，1982 年开始，6 家欧洲气体输送公司联合开展了收集所属公司管道事故的调查工作。这项工作得到了各大输气公司的积极响应，并据此成立了一个专门组织即欧洲输气管道事故数据组织（EGIG）。目前，EGIG 已经涵盖了 17 家欧洲主要天然气管道运营单位，管道长度约  $14.3 \times 10^4 \text{km}$ （管道压力  $\geq 1.5 \text{MPa}$ ，包括 DN 100mm 以下的管道）。这个数据库已经在世界各地的燃气管道安全分析中广泛应用，对提高管道安全发挥了作用。

#### ①事故率统计

2018 年 3 月，EGIG 发布了“10th EGIG report”，对 1970 年~2013 年共 44 年间该组织范围内所辖的输气管道的事故进行统计分析。根据该报告，1970 年~2013 年间，共发生事故 1366 起。

由 EGIG 统计的 1970-2016 年燃气管道整体平均失效率、5 年移动整体平均失效率随着统计时间的延长，整体平均失效率呈逐渐下降趋势，由 1970 年的



$0.870 \times 10^{-3} \text{ km}^{-1} \cdot \text{a}^{-1}$  下降至 2016 年的  $0.310 \times 10^{-3} \text{ km}^{-1} \cdot \text{a}^{-1}$ 。5 年移动平均整体失效率也由 1970-1974 年的  $0.860 \times 10^{-3} \text{ km}^{-1} \cdot \text{a}^{-1}$  降低到 2012-2016 年的  $0.136 \times 10^{-3} \text{ km}^{-1} \cdot \text{a}^{-1}$ 。这表明 EGIG 成员国组织的燃气管道安全性有显著改善，这归功于管道焊接、检测、在线监测、防护等方面的技术进步。

## ②事故原因统计

EGIG 失效原因分为 6 类：外部干扰、腐蚀、施工与材料缺陷、带压开孔失误、地面移动、其他和未知原因等。外部干扰包括挖掘、打桩、地面工程等作业活动及设备设施干扰等，腐蚀包括内腐蚀、外腐蚀等腐蚀情况，施工与材料缺陷包括现场施工缺陷（主要为焊接缺陷）及管材的结构缺陷等，带压开孔失误指带压开孔作业中的人为操作不当，地面移动指由堤防破裂、侵蚀、洪水、滑坡、采矿、河流等引起的事故，其他和未知原因指不属于上述 5 类的其他原因（如设计误差、雷电、维修失误等）。对于欧洲国家，由外部干扰导致的燃气管道事故比例最高，其次为腐蚀，带压开孔失误导致的燃气管道事故比例最低。其中，近十年来，第三方破坏约占事故总数的 28.36%；其次是腐蚀，所占比例为 25%；第三是施工和材料缺陷，占总数的 17.79%；地基位移、其他原因和误操作分居第 4~6 位。前三项事故原因不仅是造成欧洲输气管道事故的主要因素，而且也是整个世界管道工业中事故率最高的三大因素。

## 2) 国内输气管道事故统计与分析

川渝地区经过四十余年的天然气勘探开发，目前已成为我国重要的天然气工业基地，从 60 年代开始相继建成了川渝地区南半环供气系统，并于 1989 年建成的北半环供气系统相连接，形成了环形输气干线，盆地内至今已建成输气管道约有 5890km，承担着向川、渝、滇、黔三省一市的供气任务，是西南三省一市经济发展的命脉。下表列出了 1969 年-1990 年四川天然气管道事故统计结果。

表 8.5- 10 1969 年-1990 年四川天然气管道事故统计

事故原因	事故次数	事故率 (%)
腐蚀	67	43.22
其中：内腐蚀	46	29.67
外腐蚀	21	13.55
施工和材料缺陷	60	38.71
其中：施工质量	41	26.45
制管质量	19	12.26
不良环境影响	22	14.20



人为破坏及其它原因	6	3.87
合计	155	100

从表 8.5-10 可以看出，在 1969 年-1990 年的 21 年间，四川输气管道共发生 155 次事故，其中腐蚀引发的有 67 次，占事故总数的 43.22%，是导致事故的首要原因；施工和材料缺陷事故共 60 次，占总数的 38.71%，仅次于腐蚀因素而列于事故原因的第二位；由于不良环境影响而导致的事故有 22 次，占到事故总数的 14.20%，位居第三。

表 8.5-11 给出了川渝南北干线天然气管道事故类型的统计数据。纳入统计的天然气管道事故是指由于各种原因导致管道破损、造成天然气泄漏并影响正常输气的意外事件。统计的输气管道为川渝南北干线净化气输送管道及其支线。其管径为 325mm-720mm，壁厚 6mm-12mm，运行压力 0.5MPa-6.4MPa，管线总长 1621km。

表 8.5-11 川渝南北干线天然气输送管道事故统计(1971 年-1998 年)

事故原因	事故次数				百分比(%)
	71-80(年)	81-90(年)	91-98(年)	合计	
局部腐蚀	12	37	16	65	44.8
管材及施工缺陷	32	19	12	63	43.5
外部影响	1	2	7	10	6.9
不良环境影响	1	3	1	5	3.4
其他	0	2	0	2	1.4
合计	46	63	36	145	100

表 8.5-11 统计结果显示，在 1971 年-1998 年间，川渝南北干线天然气输送管道中，因腐蚀引起的管道事故均居各类事故之首，共发生了 65 起，占全部事故的 44.8%；其次是材料失效及施工缺陷，次数与腐蚀事故相当，这两项占输气管道事故的 80%左右；由外部影响和不良环境影响而导致的事故各有 10 次和 5 次，分占事故总数的 6.9%和 3.4%，位居第三、四位。

从上两个表中统计结果可以看出，在统计期间造成输气管道事故的主要原因分别是腐蚀、施工和材料缺陷、外力及不良环境影响。这一统计结果与国外统计结果有相类似的地方，同样表明腐蚀及施工和材料缺陷是影响管道安全运行的主要因素。外力影响虽然比例不高，但有逐年上升的趋势，特别是第三者破坏即人为盗气造成的管道损伤。

我国近年来天然气长输管道事故统计见表 8.5-12。





表 8.5-12 天然气长输管道事故统计一览表

序号	时间	地点	事故原因	伤亡人数
1	2017 年 7 月 2 日	贵州省黔西南州晴隆县	当地持续降雨引发公路边坡下陷侧滑，挤断沿边坡埋地敷设的输气管道，导致天然气泄漏引发燃烧爆炸。	事故造成 8 人死亡、35 人受伤
2	2018 年 6 月 10 日	贵州省黔西南州晴隆县	天然气输气管道泄漏爆燃事故。	事故造成 24 人受伤
3	2016 年 7 月 21 日	西二线中卫段管段	地质勘察作业时，造成西气东输二线中卫段管道受损，发生天然气泄漏。	无
4	2016 年 7 月 20 日	川气东送管道恩施市崔家坝镇水田坝村和公龙坝村干丘包组	连日暴雨，突发山体滑坡，导致川气东送天然气管道断裂，气体泄漏发生爆燃。	造成 2 人死亡，9 人受伤
5	2015 年 12 月 20 日	深圳市光明新区红坳村	特别重大滑坡事故造成西气东输二线供港支线（广深支干线管道，管径 914mm，涉及压力 10MPa）损坏发生泄漏，约 400m 管道受影响。	无
6	2015 年 6 月 23 日	昆明石林高速小团山隧道旁	第三方使用挖机挖土造成中缅天然气昆明东支线管道发生泄漏事故。	无
7	2010 年 12 月 13 日	深圳市龙岗区坪山街道丹梓大道与绿梓大道交汇处	铁路项目施工过程中，损坏天然气高压管道，导致坪山段高压天然气泄漏。	无

由此可见，在今年我国发生的几起天然气管道泄漏事故中，施工作业是天然气管道泄漏事故的主要原因。

### 3) 其他统计数据与分析

事故频率与管道性能之间也有一定关系。以下各表中的数据显示不同壁厚、管径和管道埋深条件下事故频率的统计情况。

表 8.5-13 管道壁厚与不同泄漏类型的关系(事故频率  $10^{-3}/\text{km} \cdot \text{a}$ )

管道壁厚(mm)	针孔/裂纹	穿孔	断裂
$\leq 5$	0.191	0.397	0.213
5-10	0.029	0.176	0.044
10-15	0.01	0.03	/

表 8.5-14 管径与不同泄漏类型的关系(事故频率  $10^{-3}/\text{km} \cdot \text{a}$ )

管径(mm)	针孔/裂纹	穿孔	断裂
$\leq 100$	0.229	0.371	0.32
125-250	0.08	0.35	0.11
300-400	0.07	0.15	0.05
450-550	0.01	0.02	0.02

表 8.5-15 不同埋深管道发生事故的比例

埋深(cm)	不详	0-80	80-100	>100
--------	----	------	--------	------





事故率( $10^{-3}$ 次/ $\text{km}\cdot\text{a}$ )	0.35	1.125	0.29	0.25
--	------	-------	------	------

上述三个表的结果表明，事故发生的频率与管道的壁厚和直径大小有着直接的关系，较小管径的管道，其事故发生频率高于较大管径管道的事故发生频率，因为管径小，管壁相应较薄，容易出针孔或孔洞，所以薄壁管的事故率明显高于厚壁管；此外，管道埋深也与事故率有着密切的关系，随着管道埋深的增加，管道事故发生率明显下降，这是因为埋深增加可以减少管道遭受外力影响和破坏的可能性。

表 8.5-16 给出了发生管道事故时，天然气泄漏后被点燃的统计数据。

表 8.5-16 天然气被点燃的概率

损坏类型	天然气被点燃的概率( $\times 10^{-2}$ )
针孔	1.6
穿孔	2.7
断裂(管径 $\leq 0.4\text{m}$ )	4.9
断裂(管径 $> 0.4\text{m}$ )	35.3

上表中结果显示，三种泄漏类型中，以针孔泄漏类型被点燃的概率最小，其次是穿孔，断裂类型特别是管径大于 0.4m 的管线断裂后，天然气被点燃的概率明显增大。

#### 8.5.7.2 最大可信事故

根据 HJ169-2018 中 8.1 节要求，设定的风险事故情形发生可能性要处于合理的区间。一般情况下，发生频率小于  $10^{-6}$ /年的事件是极小概率事件，可作为代表性事故中的最大可信事故设定的参考。

最大可信事故是基于经验统计分析，在一定可能性区间内发生的事故中，造成环境危害最严重的事故。根据本项目危险物质识别结果，同时结合本工程所在区域环境敏感点的特征及分布，设定本项目环境风险事故情形见表 8.5-17。

表 8.5-17 最大可信事故及发生概率

序号	工程类别	危险单元	风险源	事故类型	危险物质	最大可信事故	发生概率
1	终端工程	丙烷罐区	丙烷储罐	泄漏	丙烷	丙烷储罐至装车区总管全管径断裂	$4.00 \times 10^{-6}$ /h
2	天然气气液混输管道	天然气气液混输管道（陆上）1#截断阀距 2#截断阀管段	管道	泄漏	天然气	天然气气液混输管道全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-7}$ / ( $\text{m}\cdot\text{a}$ )
3	天然气气液混输管	天然气气液混输管道（陆上）1#截断阀	管道	火灾	次生污染物一	天然气气液混输管道泄	$7.06 \times 10^{-6}$



道	距 2#截断阀管段			氧化碳	漏后发生火灾	
---	-----------	--	--	-----	--------	--

本项目天然气气液混输管道（陆上）1#截断阀距 2#截断阀管段总长为 25km，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）“附录 E 泄漏频率的推荐值”中装卸软管全管径泄漏的概率为  $4.00 \times 10^{-6}/h$ ，即丙烷储罐至装车区总管全管径断裂发生概率为  $4.00 \times 10^{-6}/h$ ；内径  $>150mm$  的管道全管径泄漏的概率为  $1.00 \times 10^{-7}/(m \cdot a)$ ，则本项目天然气气液混输管道（陆上）1#截断阀距 2#截断阀管段发生全管径断裂事故总体水平为 0.0025 次/a，同时，根据事故统计分析，事故管道断裂引起火灾爆炸的概率为  $7.06 \times 10^{-6}$  次/（km·a），本项目管道断裂并引起火灾爆炸概率为 0.00018 次/a。表明本项目在营运期存在发生事故的可能，应该引起重视，最大限度地降低外部干扰和施工缺陷及材料失效等方面事故原因出现的可能，使管道能够安全平稳地营运。

### 8.5.7.3 源项分析

#### a. 丙烷装车管线全管径断裂

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），装卸事故泄漏量按装卸物质流速和管径及失控时间计算，失控时间一般可按 5~30min 计，本项目丙烷装车鹤位的泵送能力为  $60m^3/h$ ，输送管道（操作压力 1MPa、管道内径 6"），液态丙烷的密度为  $500.5kg/m^3$ ，且丙烷的沸点为  $-42.1^\circ C$ ，输送管道全管径断裂后，泄漏后的丙烷会闪蒸形成蒸汽云团并在大气环境中扩散。根据输送管道的操作流量确定泄漏事故源强见表 8.5-18。

表 8.5-18 丙烷输送管道（PR-22005）泄漏事故

序号	风险事故情形	危险单元	危险物质	影响途径	泄漏速率 / (kg/s)	泄漏时间 /min	最大泄漏量 /kg	泄漏液体蒸发量 /kg
1	装车区丙烷管道全管径断裂	装车区	丙烷	大气扩散				

#### b. 陆上管道泄漏事故

最大可信事故源项是对所识别选出的危险物质，在最大可信事故情况下的释放率和释放时间的设定。事故发生具有随机性，服从一定的概率分布，最大可信事故的设定是在大量统计资料基础上的一种合理假设。

假定一段管线因第三方破坏发生破裂事故，管道两边截断阀室在第一时间响应关闭并启动放空程序，大量天然气将从破裂处释放进入环境空气。



根据建设项目环境风险评价技术导则（HJ169-2018）要求，应考虑截断阀启动前、后的泄漏量。截断阀启动前，泄漏量按实际工况确定；截断阀启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需要时间计。

#### （1）截断阀启动前泄漏量

本项目选用质量可靠、技术先进、经济合理、性能稳定、有成熟使用经验的仪表及控制系统，能够满足工艺过程的生产管理需要，实施后能够实现终端管理、控制一体化，为保守考虑，本项目风险评价事故发生后关闭截断阀的响应时间按 60s 计，结合管道实际工况可获得截断阀关闭前的泄漏量。

#### （2）截断阀启动后泄漏量

截断阀启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需时间计。此次评价利用 ALOHA 风险模拟程序，按照管道全断裂进行考虑，计算管道断裂事故天然气释放速率及截断阀启动后泄漏量。

管道断裂事故天然气释放速率、泄漏时间和总量见表 8.5-19。

表 8.5-19 本项目管道（陆上管段）天然气泄漏源强计算参数

管段	管径 (mm)	管道压力 (MPaA)	温度 (°C)	管道长度 (km)
天然气气液混输管道（陆上） 1#截断阀距 2#截断阀管段	550			

表 8.5-20 本项目天然气泄漏源强一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	最大泄漏速率/ (kg/min)		泄漏量/kg			泄漏时间/min	
					阀门关闭前	阀门关闭后	阀门关闭前	阀门关闭后	合计	阀门关闭前	阀门关闭后
1	管道天然气泄漏	天然气气液混输管道	天然气	大气扩散							

注：截断阀启动前，泄漏速率和泄漏量按实际工况确定；截断阀关闭 40min 后泄漏速率非常小，可以忽略不计，保守考虑，此次预测源强以最大泄漏速率泄漏 40 分钟+截断阀响应时间（60s）的总时间为准。

根据收集的一些天然气管道事故的有关报道，多数大孔径、高压管道断裂时天然气气流的喷射高度可达 60m 以上，本次评价设定管道泄漏天然气抬升高度为 60m。

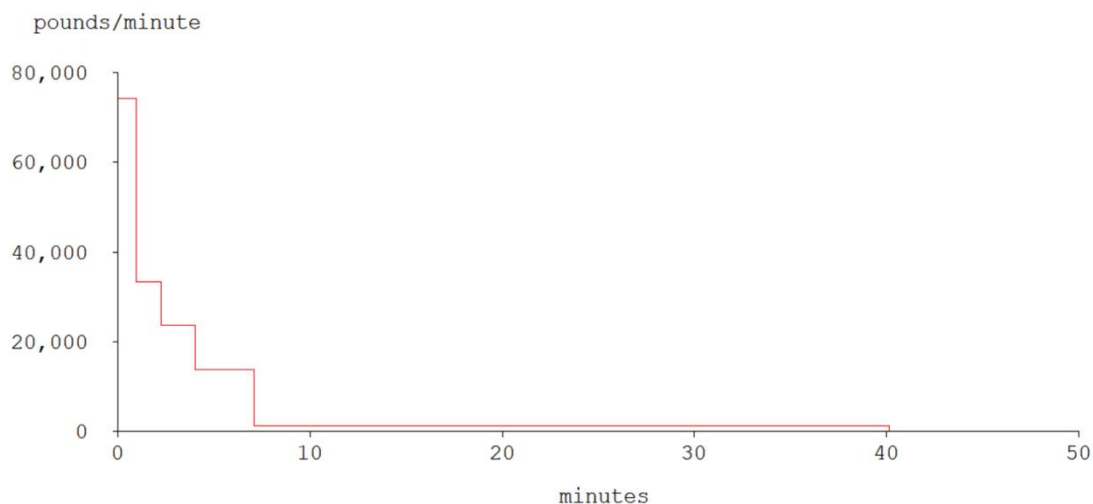


图 8.5-3 天然气气液混输管道（陆上管段）断裂事故阀门关闭后天然气释放速率图

由图 8.5-3 可见，管道发生断裂事故后，天然气最大泄漏速率将达到 34000kg/min，40min 内天然气的总泄漏量为 114079kg。

#### c. 天然气气液混输管道火灾事故

管道、站场发生天然气泄漏，极易引发火灾。天然气瞬时大量泄漏，易产生不完全燃烧物，会产生一氧化碳。参照《北京环境总体规划研究》（第二卷）中天然气燃烧产生的污染物的参数进行计算：CO 的产生系数为 0.35g/m<sup>3</sup> 天然气。利用 ALOHA 风险模拟程序预测管段天然气管道破裂发生火灾事故时的火焰高度为 62m，本项目管道以抬升高度为火焰高度进行预测评价，产生伴生污染物 CO 的源项见表 8.5-21。

表 8.5-21 天然气燃烧伴生污染物 CO 排放源强一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	最大释放速率 (kg/min)	释放时间 (min)	最大释放量 (kg)
1	管道天然气泄漏燃烧伴生污染	天然气气液混输管道	一氧化碳	大气扩散			

#### d. 地下水环境风险事故

天然气、丙烷、丁烷、液化石油气等在常压下是一种无色气体，几乎不溶于水。在事故状态下，泄漏后将挥发至大气环境中，泄漏天然气等对地下水水质无影响；本项目工艺装置区内新建甲醇储罐（\*\*m<sup>3</sup> 卧式固定顶罐）如发生环境风险事故，事故泄漏的甲醇通过破损的地面向地下渗透，从而造成地下水环境污染。本次评价类比同类项目，假设泄漏量为 1t，折算为耗氧量为 1.5t，即为





事故排放量。

### 8.5.8 大气环境风险预测与评价

#### 8.5.8.1 计算模式与参数选择

##### a. 模型选取

##### （1）丙烷储罐至装车区输送管道全管径断裂事故

在此情景下，丙烷在扩散过程中，液态部分仍会不断气化为蒸气。对于两相混合物，后续扩散采用 SLAB 模式开展预测工作。

##### （2）天然气气液混输管道泄漏事故

天然气泄漏后天然气的气体密度为  $0.85\text{kg/m}^3$ ，烟团初始密度未大于空气密度，扩散计算建议采用 AFTOX 模式，天然气泄漏发生火灾后的 CO 属于轻质气体，评价采用 AFTOX 模型进行风险预测。

##### b. 计算模型参数选取

按照 HJ169-2018 要求选择气象条件见下表。

本次环境风险评价风险预测与评价为二级评价，需选取最不利气象条件，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度。

最不利气象条件如下：1.5m/s 风速、温度 25℃、相对湿度 50%、F 类稳定度，本项目大气风险预测模型主要参数见表 8.5-22。

表 8.5-22 大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源经度/(°)	/
	事故源纬度/(°)	/
	事故源类型	装车区丙烷管线泄漏/天然气气液混输管道泄漏/泄漏引发火灾事故
气象参数	气象条件类型	最不利气象
	风速/(m/s)	1.5
	环境温度/℃	25
	相对湿度/%	50
	稳定度	F
其他参数	地表粗糙度/m	0.2
	是否考虑地形	否
	地形数据精度/m	/

#### 8.5.8.2 评价标准

本项目环境风险预测评价标准为各危险物质的大气毒性终点浓度，大气毒





性终点浓度值选取参见《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 H。各危险物质大气毒性终点浓度值见表 8.5-23。

表 8.5-23 评价因子及评价标准

序号	危险物质名称	CAS 号	毒性终点浓度-1/ (mg/m <sup>3</sup> )	毒性终点浓度-2/ (mg/m <sup>3</sup> )
1	丙烷	74-98-6	59000	31000
2	一氧化碳	630-08-0	380	95
3	甲烷	74-82-8	260000	150000

### 8.5.8.3 预测结果

#### a. 装车区输送管道全管径断裂影响分析

装车区输送管道全管径断裂事故对大气环境的影响分析见表 8.5-24。

表 8.5-24 装车区输送管道全管径断裂事故影响预测结果

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	装车区丙烷管道全管径断裂事故				
环境风险类型	泄漏				
泄漏设备类型	管道	操作温度/°C	/	操作压力/MPa	1
泄漏危险物质	丙烷	最大存在量/m <sup>3</sup>	/	裂口面积/cm <sup>2</sup>	3.14
泄漏速率/(kg/s)	6.03	泄漏时间/min	30	泄漏量/kg	10845
泄漏高度/m	2	泄漏液体蒸发速度/(kg/s)	/	泄漏频率	4.0×10 <sup>-6</sup> /a
事故后果预测					
大气	危险物质	最不利气象条件下大气环境影响			
	丙烷	指标	浓度值/(mg/m <sup>3</sup> )	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	59000	/	
		敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/(mg/m <sup>3</sup> )
		/	/	/	/
		指标	浓度值/(mg/m <sup>3</sup> )	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-2	31000	/	
		敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/(mg/m <sup>3</sup> )
		/	/	/	/

由上表计算结果可知，丙烷储罐至装车区输送管道全管径断裂丙烷扩散后，在最不利气象条件下，未出现大气毒性终点浓度-1 和大气毒性终点浓度-2。因此，

大气毒性终点浓度范围内无大气环境风险敏感目标，丙烷装车鹤管泄漏事故对其影响较小。

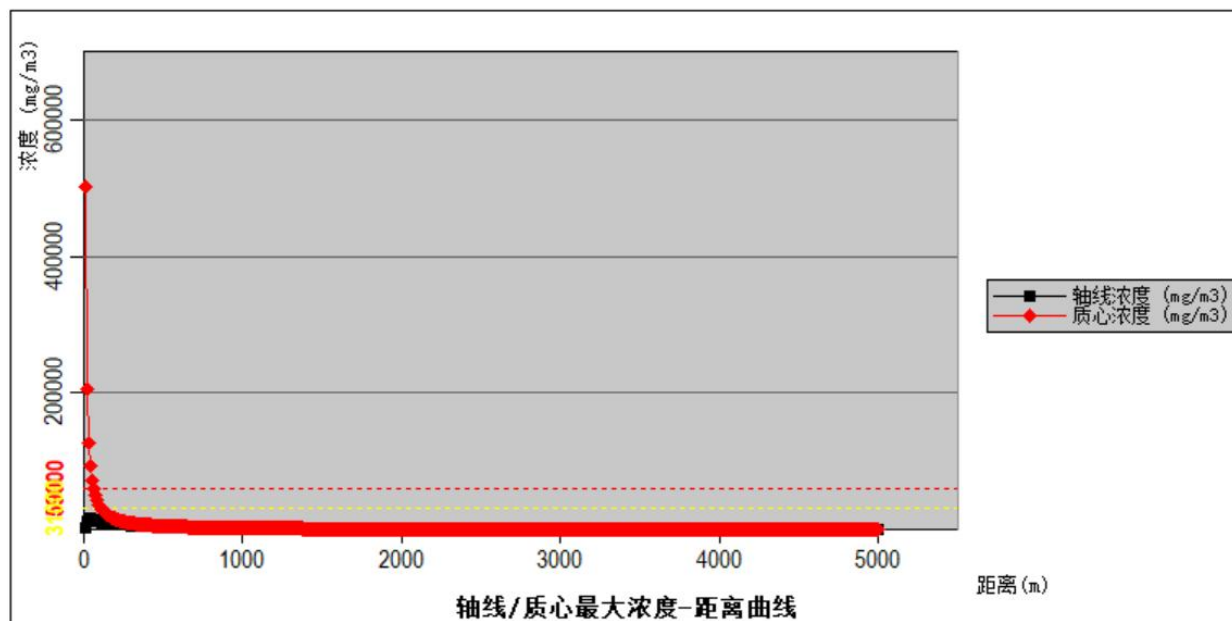


图 8.5-4 丙烷泄漏下风向不同距离处最大浓度变化曲线（最不利气象）

#### b. 天然气泄漏事故影响分析

天然气气液混输管道泄漏事故对大气环境的影响分析见表 8.5-25。

表 8.5-25 天然气气液混输管道泄漏扩散预测结果

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	天然气气液混输管道（陆上）1#截断阀距 2#截断阀管段全断裂				
环境风险类型	泄漏				
泄漏设备类型	管线	操作温度/°C	/	操作压力/MPa	7.17
泄漏危险物质	天然气	最大存在量/m³	/	泄漏孔径/mm	550
泄漏速率/(kg/min)	34000	泄漏时间/min	45min	泄漏量/kg	114079
泄漏高度/m	/	泄漏液体蒸发速度/(kg/s)	/	泄漏频率	0.0025 次/a
事故后果预测					
大气	危险物质	最不利气象条件下大气环境影响			
	天然气（甲烷）	指标	浓度值/(mg/m³)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	260000	/	/
		敏感目标名称	超标时间/min	超标持续时间/min	最大浓度/(mg/m³)



		/	/	/	/
		指标	浓度值/ (mg/m <sup>3</sup> )	最远影响 距离/m	到达时间 /min
		大气毒性终点浓度-2	150000	/	/
		敏感目标名称	超标时间 /min	超标持续 时间/min	最大浓度 /(mg/m <sup>3</sup> )
		/	/	/	/

由上表计算结果可知，天然气气液混输管道（陆上）1#截断阀距 2#截断阀管段全断裂导致天然气扩散后，在最不利气象条件下，天然气（甲烷）扩散均未出现大气毒性终点浓度-1 和大气毒性终点浓度-2。

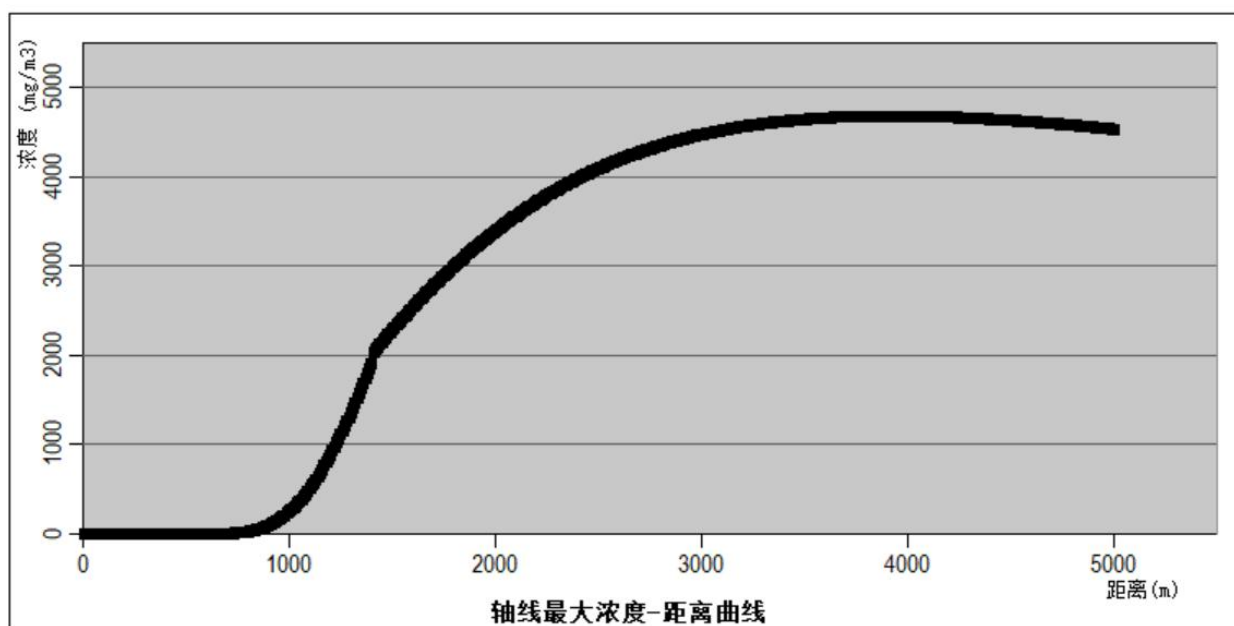


图 8.5-5 最不利气象条件下风向甲烷最大浓度分布图

### c. 天然气气液混输管道泄漏火灾事故影响分析

天然气气液混输管道泄漏火灾事故对大气环境的影响分析见表 8.5-26。

表 8.5-26 天然气气液混输管道泄漏火灾事故影响预测结果

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	天然气气液混输管道（陆上）1#截断阀距 2#截断阀管段泄漏火灾事故				
环境风险类型	泄漏				
泄漏设备类型	管线	操作温度/°C	/	操作压力/MPa	5.5
泄漏危险物质	CO	最大存在量/m <sup>3</sup>	/	泄漏孔径/mm	/
泄漏速率/(kg/min)	38.47	泄漏时间/min	30min	泄漏量/kg	357
泄漏高度/m	/	泄漏液体蒸发速度/	/	泄漏频率	0.00011 次/a



		(kg/s)			
事故后果预测					
大气	危险物质	最不利气象条件下大气环境影响			
	一氧化碳	指标	浓度值/ (mg/m³)	最远影响 距离/m	到达时间 /min
		大气毒性终点浓度-1	380	/	/
		敏感目标名称	超标时间 /min	超标持续 时间/min	最大浓度 /(mg/m³)
		/	/	/	/
		指标	浓度值/ (mg/m³)	最远影响 距离/m	到达时间 /min
		大气毒性终点浓度-2	95	/	/
		敏感目标名称	超标时间 /min	超标持续 时间/min	最大浓度 /(mg/m³)
		/	/	/	/

由上表计算结果可知，天然气气液混输管道（陆上）1#截断阀距 2#截断阀管段泄漏火灾事故导致一氧化碳扩散后，在最不利气象条件下，均未出现大气毒性终点浓度-1 和大气毒性终点浓度-2。

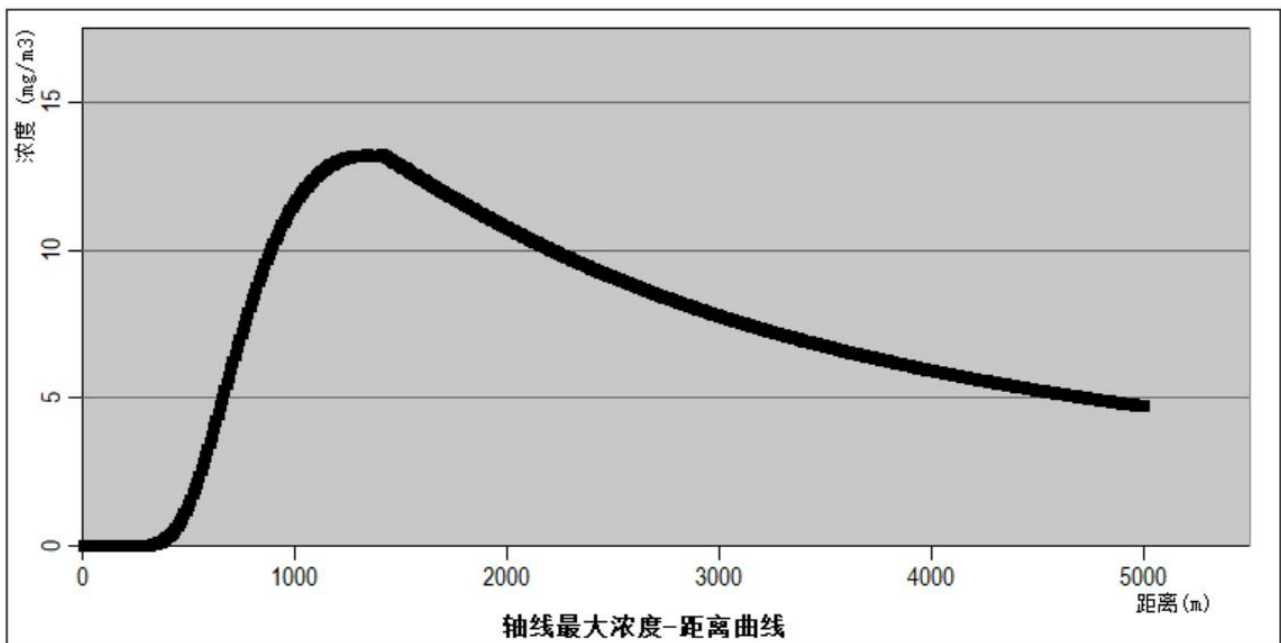


图 8.5-6 最不利气象条件下风向一氧化碳最大浓度分布图

## 8.5.9 地下水环境风险预测与评价

### 8.5.9.1 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 D（常用地下水评价预测模型）中 D.1.2.1 一维稳定流动一维水动力弥散问题所给出的解析法求解公式 D.1 预测。



一维半无限长多孔介质柱体，示踪剂瞬时注入：

$$C(x,t) = \frac{m/W}{2n_e\sqrt{\pi D_L t}} e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

式中：

$x$ —距注入点的距离，m；

$t$ —时间，d；

$C(x,t)$ — $t$ 时刻  $x$  处的示踪剂浓度，g/L；

$m$ —注入的示踪剂质量，kg；

$W$ —横截面面积，m<sup>2</sup>；

$u$ —水流速度，m/d；

$n_e$ —有效孔隙度，无量纲；

$D_L$ —纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

$\pi$ —圆周率。

#### 8.5.9.2 模型参数选取

横截面面积假设为\*\*m<sup>2</sup>，根据《渤中 19-6 凝析气田一期开发项目滨州天然气终端工程场地监测井成井报告》，项目区渗透系数大约为\*\*~\*\*m/d，本次取\*\*m/d，粉土有效孔隙率可取\*\*。

通过地下水位监测数据绘制流场可计算评价区水力坡度最大值可取 0.1‰。水流速度按公式  $u=K \cdot I/n$  计算，计算得水流速度  $u$  约为\*\*m/d。纵向弥散系数按公式  $D_L=u\alpha_L$  计算，参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，结合评价区地下水流速较缓的实际情况，纵向弥散度选用\*\*m。由此计算评价区的纵向弥散系数： $D_L=**m^2/d$ 。

#### 8.5.9.3 预测结果

根据预测可知，甲醇储罐事故泄漏后，耗氧量预测结果为：泄漏后 100 天，耗氧量的影响距离（按耗氧量检出限 0.05mg/L 计）为下游 2.11m；泄漏后 1000 天，耗氧量的影响距离为下游 6.45m；泄漏后 10 年，耗氧量的影响距离为下游 12.14m；泄漏后 30 年，耗氧量的影响距离为下游 20.92m；场地边界处（约 130m）耗氧量在模拟时段内均无影响，预测结果详见表 8.5-27。

表 8.5-27 甲醇储罐事故泄漏污染范围表

预测因子	污染源源强 (kg)	模拟时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	影响距离 (m)
耗氧量	1500	100		
		1000		





		10 年		
		30 年		

图 8.5-7 甲醇储罐事故泄漏污染曲线图

本项目场地所在区域地下水水力梯度相对较小、含水层渗透性能相对较差，地下水流速较慢，污染物进入潜水含水层中纵向扩散速度缓慢。从上述地下水污染预测结果可知，事故状况下，30 年后特征污染物耗氧量最大影响距离约为 \*\*m。但地下水具有埋藏隐蔽性和一旦污染很难治理的特征，因此需采取严格的分区防渗措施，并在发生事故后，应及时处理被污染的土壤，控制污染范围，并对污染地下水进行治理，并修复防渗工程，同时应增加事故对应的特征污染物的监测频次，减轻环境风险事故造成地下水污染。

#### 8.5.10 地表水环境风险分析

本项目天然气终端设有水体污染事故预防与控制体系，其中包括事故水池容积 \*\*m<sup>3</sup>，污染雨水池（\*\*m<sup>3</sup>、\*\*m<sup>3</sup> 各 1 个），雨水监控池容积 \*\*m<sup>3</sup>，总设计容量为 \*\*m<sup>3</sup>，可有效控制事故状态下事故消防废水在厂区范围内，可从根本上切断了事故状态下危险物质进入外部水体的途径，有效防止进入厂外水体环境中。

本项目天然气气液混输管道（陆上部分）输送物料主要为经中心处理平台经段塞流捕集器气液分离处理，并经气体脱水系统脱水处理后的干气和少量的天然气凝液。本项目管道自登陆点采用定向钻防波堤后，沿防波堤内侧滨州港海港港区管廊支架向西南架设，其中管廊东侧距离套尔河口海域国家级水产种质资源保护区实验区边界最近约 240m，距离其核心区最近约 470m。本项目管道设置紧急切断阀，事故发生后可有效控制管道输送物料的泄漏量；本项目管道 2035 年最大输送压力为 \*\*MPaA，管道中输送物料中主要为天然气及少量凝液（C4 以下组分 65%wt 左右；C5 及以上组分 5.9%wt 左右），发生管道泄漏事故后，在常压的环境下，绝大部分输送介质以气体状态释放到大气环境中，少量天然气凝液可能泄漏到水体，常压下极易蒸发。因此，本项目管道发生泄漏事故对登陆点附近水域及套尔河口海域国家级水产种质资源保护区中的水生生物



物资源等保护种影响较小。

### 8.5.11 环境风险管理

#### 8.5.11.1 工程前期及设计阶段的事故防范措施

##### a. 总图布置安全防护措施

本工程滨州终端为天然气凝液和液化石油气站场，根据《石油天然气工程设计防火规范》的相关规定，本终端站场确定为一级站场，项目建构筑物间距满足安全防火距离，符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）要求。

##### b. 陆上管道截断阀设置

管道沿线共设 2 处阶段阀门，其中在管道登陆后设置截 1#阀室内设截断阀，在管道跨越潮河前设 2#截断阀。

##### c. 自动控制设计安全防范措施

本设计选用质量可靠、技术先进、经济合理、性能稳定、有成熟使用经验的仪表及控制系统，能够满足现代化企业生产管理的需要，各工艺装置、储运设施及公用工程的自动控制系统实施后，实现终端处理厂管理、控制一体化，达到高效、平稳、长周期和安全生产目的，并达到国内先进水平。

陆上终端处理厂控制系统包括分散控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）和火气系统（FGS）、定量装车系统、压缩机组控制系统（CCS）、工艺（设备）包可编程逻辑控制器（PLC）系统、智能设备管理系统（IDMS）、能源管理系统（EMS）等。

##### d. 建设项目安全设施及措施

###### （1）防泄漏

1) 本项目设计为密闭系统，工艺物料在操作条件下处于密闭的设备和管道中。根据介质特性和操作条件，合理选择设备材质，防止设备因超温、超压、腐蚀等原因引起的泄漏。设计考虑必要的操作裕度和弹性，以适应加工负荷变化的需要。根据物料特性选用符合要求的优质垫片，以减少管道、设备密封泄漏。

2) 在设备和管线的排放口、采样口等排放阀设计时，通过加装盲板、丝堵、管帽、双阀等措施，减少泄漏的可能性。公用工程管道与可燃气体、可燃液体的管道或设备连接时，在间歇使用的公用工程管道上设两道切断阀，并在两阀



间设检查阀。

3) 设备和管道的排凝采用密闭排放，其中天然气凝液密排至污油罐。

4) 本工程设计中选用成熟可靠的工艺流程，并在装置操作的关键部位设置事故报警、安全泄放设施及液位高低限报警等系统。危险化学品储存装置采取相应的安全技术措施，如高、低液位报警和高高、低低液位联锁以及紧急切断装置等。

5) 按安全控制要求设置自动化控制系统、安全联锁或紧急停车系统和可燃及有毒气体泄漏检测报警系统。紧急停车系统、安全联锁保护系统符合功能安全等级要求。

6) 按照设计规范设置必要的安全泄放阀，有毒、可燃气体的安全泄压排放采取密闭措施设计。可燃气体设备安全阀出口泄放至火炬系统。

7) 在有可能发生物料倒流造成事故的管道、设备处设置单向阀。

## (2) 防火、防爆

装置可能引起火灾爆炸的主要原因是生产物料具有易燃、易爆性，在设计中严格执行《石油天然气工程设计防火规范》GB50183、《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB50058、《建筑设计防火规范》GB50016、《石油化工企业工艺装置设备布置设计通则》SH3011 等标准规范的有关规定进行设备布置和防爆区域划分，使设备的防火间距符合规范要求。

针对可能存在的各种危险因素，装置区采取相应的防火、防爆措施如下：

1) 装置主要采取露天或半露天布置，以防止爆炸性气体混合物形成，或缩短爆炸性气体混合物滞留时间。

2) 按照爆炸和火灾危险场所类别选择合适的防爆等级。

3) 为防止非正常操作工况引发设备超压和爆炸，在所有可能超压的压力容器和压力管道上（如塔、容器、机泵出口管道）按规范要求严格设计安全阀。

4) 在可能泄漏或聚集可燃气体的位置处，设置可燃气体检测报警器，输出 4~20mADC 信号引入 FGS(GDS)，实现可燃气体检测报警；设置区域声光报警器，实现可燃气体检测的现场声光报警。

5) 装置区所有带电设备均可靠接地，设置防雷防静电接地系统。

## (3) 防腐蚀

地上管线进行外表面防腐，外防腐蚀涂料具有有耐潮湿、耐“盐雾”腐、耐日



晒的特点。管道防腐符合《石油化工设备和管道涂料防腐蚀设计标准》（SH/T3022-2019）。

#### （4）设备及管道

本项目压力容器设计符合《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG R 21-2016、《压力容器》GB/T150-2011 等规范的要求。设计文件对设备的材质、制造、检验与验收均提出相应的要求。

本项目压力管道设计符合国家标准《压力管道安全技术监察规程-工业管道》（TSG D0001）、《压力管道规范 工业管道》（GB/T20801）、《工业金属管道设计规范（2008 年版）》[GB50316-2000（2008 版）]等规范的要求。

#### （5）防雷及静电接地措施

防雷、防静电设施按照现行标准《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）、《石油化工装置防雷设计规范》（GB50650-2011）和《石油化工静电接地设计规范》（SH/T3097-2017）等规范进行设计，设工作接地、保护接地、防雷击、防静电接地系统。装置区内所有正常不带电的金属外壳及爆炸危险区域内的工艺金属设备均可靠接地，所有设备及可燃气体、可燃液体管道在进出界区处，设置静电接地设施。

#### （6）建构筑物安全措施

1）装置内各建筑物之间的安全距离均按照《建筑设计防火规范》（2018 版）（GB50016-2014）及《石油化工生产建筑设计规范》（SH/T3017-2013）的规定设置。

2）有爆炸危险的房间门窗采用安全玻璃。

3）建筑物的抗震构造措施严格按照国家《建筑抗震设计规范（2016 年版）》（GB50011-2010）的规定进行设计。

4）为了利于抗震，建筑物的平面、立面体形设计尽可能简单、规则、对称；除生产工艺需要外，楼层尽量不错层。

5）框架结构的填充墙采用非粘土实心砖以外的轻质材料，并有相应的与梁、柱、楼板、配筋带等拉结措施。

6）装置内建筑物（除特殊情况外）的耐火等级不低于二级。防火墙（防爆墙）的耐火等级为一级。

7）建筑物的安全出口数目按照《建筑设计防火规范》（2018 版）





（GB50016-2014）及《石油化工生产建筑设计规范》（SH/T3017-2013）的要求设置。

8）有防火、防爆要求的厂房，其墙上预留洞，洞口采用非燃烧体材料堵漏填实。

9）建筑物、构筑物的主要构件均采用非燃烧材料，其耐火极限符合现行的国家标准《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）的有关规定。

10）承重钢框架、支架、裙座、管架均覆盖耐火层，覆盖耐火层的具体部位按《石油化工企业设计防火规范》GB50160-2008(2018 版)的规定执行，耐火层的耐火极限不低于 1.5h（耐火层材料：柱包细石混凝土，梁涂刷适用于烃类火灾的厚型无机类防火涂料）。

11）凡高度超过 1m 的平台、人行通道、升降口等有跌落危险的场所，在其敞开的边缘处均装有高度不低于 1050mm 的防护栏杆（在疏散通道等特殊危险场所的防护栏杆适当加高，但不超过 1200mm）。

#### （7）可燃有毒气体检测报警系统

在装置区可能泄漏可燃气体、有毒气体的场所，如：设备和管道的法兰和阀门组、液体排液口和放空口等，设置可燃或有毒气体检测报警器。当有毒气体泄漏，浓度达到报警限值时，现场进行声光报警。

#### 8.5.11.2 事故废水环境风险防范措施

##### a. 事故水量核算

本项目事故废水量估算参考《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）中事故储存设施总有效容积计算方法计算：

$$V_{\text{总}} = (V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}} + V_4 + V_5$$

式中：

$V_1$ —收集系统范围内发生事故的一个罐组或一套装置的物料量， $\text{m}^3$ ；

$V_2$ —发生事故的储罐或装置的消防水量， $\text{m}^3$ ；

$$V_2 = \sum Q_{\text{消}} t_{\text{消}}$$

式中：

$Q_{\text{消}}$ —发生事故的储罐或装置的同时使用的消防设施给水流量， $\text{m}^3/\text{h}$ ；

$t_{\text{消}}$ —消防设施对应的设计消防历时， $\text{h}$ ；

$V_3$ —发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量， $\text{m}^3$ ；





$V_4$ —发生事故时仍应进入该收集系统的工业废水量， $m^3$ ；

$V_5$ —发生事故时可能进入该收集系统的降雨量， $m^3$ ；

$$V_5 = 10qF$$

式中： $q$ —降雨强度， $mm$ （按平均日降雨量）；

$$q = q_a / n$$

式中： $q_a$ —年平均降雨量， $mm$ ，取无棣市年降雨量为  $611.6mm$ ；

$n$ —年平均降雨日数，取 70 天

$F$ —应进入事故废水收集系统的雨水汇水面积，取全厂面积  $44ha$ 。

### （1）物料量 $V_1$

终端工程工艺装置区、丙烷罐区等危险单元涉及的危险物质火灾事故中均会挥发至大气环境中，物料量以 0 计；丁烷及稳定轻烃罐区物料量以最大储罐罐容  $3000m^3$  计；装车区物料量以稳定轻烃罐车罐容  $50m^3$  计。

### （2）最大消防水量 $V_2$

本项目终端工程占地小于  $2000m^2$ ，项目同一时间火灾按一处考虑。本项目终端工程一起火灾最大消防用水位置是  $3000m^3$  稳定轻烃球罐，最大消防用水量为  $3000m^3$ 。本项目终端工程各单元消防冷却水使用量见表 8.5-28。

表 8.5-28 本项目消防冷却水用水量计算表

保护区域		供水强度	保护面积 ( $m^2$ )	消防用水量 ( $L/s$ )	连续供给 时间 ( $h$ )	火灾用水量	
						单项 ( $m^3$ )	合计 ( $m^3$ )
工艺装置区							
装卸区	消防冷却用量						
	消火栓设计用量						
$3000m^3$ 丙烷球罐	1 座着火罐冷却						
	2 座相邻罐冷却						
	消火栓设计用量						
$3000m^3$ 丁烷球罐	1 座着火罐冷却						
	2 座相邻罐冷却						
	消火栓设计用量						
$3000m^3$ 稳定轻烃球罐	1 座着火罐冷却						
	2 座相邻罐冷却						
	消火栓设计用量						
	泡沫混合液系统用水量						

### （3）物料量 $V_3$



保守考虑，不计可以转输到其他储存或处理设施的物料量，取值为  $V_3=0$ 。

#### （4）生产废水量 $V_4$

事故水池平时保持空置，不接纳其他生产废水，取值为  $V_4=0$ 。

#### （5）降雨量 $V_5$

本项目总占地面积约 44 公顷，厂区内的雨水均进入事故水收集系统，则事故状态下污染雨水量为  $**m^3$ 。

#### （6）事故水总量 $V_{总}$

根据以上计算结果，在事故状况遇上降雨的情况下，各事故区可能产生的事故水量  $V_{总}$  见表 8.5-29。

表 8.5-29 主要危险单元事故水计算一览表

序号	危险单元名称	物料量 $V_1(m^3)$	最大消防水量 $V_2(m^3)$	降雨量 $V_5(m^3)$	$V_{总}(m^3)$
1	工艺装置区				
2	丙烷罐区				
3	丁烷及稳定轻烃罐区				
4	装卸区				

#### b. 终端事故水防控体系能力分析

本项目设置雨水监控池和事故水池，其中事故水池容积  $**m^3$ ，雨水监控池容积  $**m^3$ 。北侧新增征地新建 1 个污染雨水池，有效容积为  $**m^3$ ；装置区和装车区各 1 个污染雨水池，有效容积为  $**m^3$  和  $**m^3$ 。

全厂事故水总防控能力见表 8.5-30。

表 8.5-30 全厂事故水防控设施规模 单位： $m^3$

序号	危险单元名称	事故水 $V_{总}(m^3)$	防控设施及能力					是否满足要求
			初期雨水池	围堰有效容积	事故水池	全厂雨水监控池	合计	
1	工艺装置区	4816.34						满足
2	丙烷罐区	14212.34						满足
3	丁烷及稳定轻烃罐区	14712.34						满足
4	装卸区	6112.34						满足

由上表核算结果可知，本项目配套建设的事故水收集系统能够满足发生火灾事故时产生的事故污水的存储要求，能够防止事故状态下事故消防废水进入厂外水体环境中。

本项目事故水流向及收集系统分布见图 8.5-8。

图 8.5-8 事故水流向及收集系统示意图

#### 8.5.11.3 地表水体风险防范措施

本项目依托管廊跨越新河、潮河汇流处，新河、潮河汇流后汇入套尔河进而入海并流经套尔河口海域国家级水产种质资源保护区。

项目依托管廊跨越段长 680 米，宽 5 米（内净尺寸 4.8 米），为防止管道危险物质渗漏导致水体污染，在跨越段两侧分别设置应急池（有效容积为  $2 \times 45\text{m}^3$ ），并在一层桁架梁下设置 20cm 钢板槽，雨水通过钢板槽及雨水系统最终引入桥两端应急池内。同时，滨州北海经济开发区农林水牧局三河口蓄水挡潮闸工程正在建设中，工程主要包括在潮河与新河交汇处下游 0.7km，距潮河入套儿河河口处约 1.5km 处建设蓄水挡潮闸、闸两侧连接段海堤及相应的观测设施和管理设施。新河、潮河分别设有企业自建截流闸（新河、潮河截流闸分别由无棣永利盐业有限公司、渤海水产有限责任公司负责管理）。管廊跨越的地表水体截流闸分布情况见图 8.5-9。

图 8.5-9 新河、潮河、套尔河汇流处河闸分布图

#### 8.5.11.4 事故状态下人员的疏散通道及安置应急建议

本项目根据环境风险评价预测结果，大气环境风险最大可信事故中仅丙烷储罐至装车区输送管道全管径断裂丙烷扩散后出现了相应气毒性终点浓度，其中大气毒性终点浓度-2 的影响范围为 80m，在此范围内，无大气环境敏感点。本项目大气环境风险评价范围内的敏感目标包括傅家台子村、高家庄子村、田家庄子村和魏桥单职宿舍，事故状态下对以上敏感目标影响较小。

建议在本项目厂址周边建立环境风险关注区，环境风险关注区内的企业员工工作和敏感目标内的居民为事故状态下的应急撤离对象，根据事故发生的气象条件及事故的发生情况制定人员紧急撤离、疏散计划，确定场内员工安全疏散路线。同时，应根据危险物质的扩散情况及时通知政府相关部门，应急组织部门立即组织可能污染区域人员按规定疏散路线向安全区疏散。环境风险关注区内的企业员工和居民应作为紧急撤离目标，并确保能够在 1 小时内撤离至安全地点。

建议根据事故的影响程度、事发时气象条件及现场的道路交通条件和人群分布特点，确定紧急疏散路线。同时，选择交通条件便利、可满足疏散人群基

本生活条件、处于泄漏点上风处的大面积空地作为集结地点，北海客运中心可以作为临时避难场所，环境风险关注区内人员通过现场应急指挥指示的疏散路线有序疏散，并在应急指挥部门的引导下进入可用的公共设施如学校、公园、广场等临时安置场所。建议撤离路线示意图见图 8.5-10。

图 8.5-10 突发环境事件下周边敏感点紧急撤离路线图

#### 8.5.11.5 应急监测

项目发生火灾爆炸或有毒有害物质泄漏事故时，应以事故地点为中心，在下风向按一定间隔的扇形或圆形布点，并根据污染物的特性在不同高度采样，同时在事故点的上风向适当位置布设对照点；在可能受污染影响的居民住宅区或人群活动区等敏感点设置采样点，采样过程中应注意风向变化，及时调整采样点位置。

事故刚发生时，采样频次可适当增加，待摸清污染物变化规律后，可减少采样频次。依据不同的环境区域功能和事故发生地的污染实际情况，力求以最低的采样频次，取得最有代表性的样品，监测项目需根据事故发生情况选择，可重点关注非甲烷总烃、一氧化碳、甲烷、丙烷、丁烷等风险因子。

#### 8.5.11.6 突发环境事件应急预案编制要求

应急预案是指根据预测危险源、危险目标可能发生事故的类别和危害程度而制定的事故应急救援方案，是针对危险源制定的一项应急反应计划。根据《突发环境事件应急管理办法》（部令第 34 号）、《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4 号）的要求，本项目应当修订环境应急预案，并重新报所在地环境保护主管部门备案。

按照《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国突发事件应对法》等法律法规以及《突发事件应急预案管理办法》（环境保护部令第 34 号公布，自 2015 年 6 月 5 日起施行）、《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4 号）的相关要求，本项目应当修订环境应急预案，并重新报所在地环境保护主管部门备案。

突发环境事件应急预案需要明确和制定的内容见表 8.5-31。





表 8.5-31 环境风险应急预案主要内容及要求

序号	项目	重点内容及要求
1	总则	1、说明应急预案编制的目的、企业突发环境应急预案的适用范围和环境应急处置工作应遵循的总体原则； 2、简述预案编制的依据，包括法律法规、规章、上位预案等； 3、说明本单位应急预案体系的构成情况； 4、事件分级标准。
2	企业概况	包括基本信息、装置及工艺、环境风险物质、“三废”情况、环境危险单元、批复及实施情况、历史事故分析、企业周边状况等。
3	应急组织体系与职责	1、明确企业的应急组织架构、应急救援指挥机构及主要成员的职责； 2、明确企业是否与外部机构或企业有应急救援联动协议。
4	环境风险分析	根据风险评估报告，说明企业主要环境风险状况、可能发生的突发环境事件分析及可能产出的后果、当前的环境风险防范措施。
5	企业内部预警机制	内部预警机制、内部预警分级标准。明确预警发布程序、预警措施和预警的调整、解除和终止。
6	应急处置	明确企业应急响应的等级和分类，按照事件的不同类型和等级，分布建立响应机制，说明各不同等级应急响应情况下的指挥机构、响应流程、各部门和人员的职责和分工、信息报告的方式和流程、应急响应终止等。
7	后期处置	对事故调查、事故现场污染物的处置、损害评估、预案评估等做出规定。
8	应急保障	人力资源保障、资金保障、物资保障、医疗卫生保障、治安护、通信保障、科技支撑。
9	监督管理	应急预案与演练、宣教培训、责任与奖惩。
10	其他	专项应急预案和现场处置方案。
11	附则	名词术语、预案解释、修订情况、实施日期。
12	附件	应急管理领导小组和应急指挥中心人员及联系方式、应急救援专业队伍及联系方式、相关单位和人员通讯录、应急工作流程图、雨水和污水收集管网图、应急疏散图、应急物资储备分布图、应急事件事故报告记录表。

#### 8.5.11.7 环境风险事故及应急预案的应急联动与衔接

##### a. 应急联动的总体要求

本项目海底管道登陆点位于滨州港区液体散货泊位区域，分别经公共管廊架空敷设和地埋敷设进入终端厂区，终端厂址位于滨州临港化工产业园西南部，部分用地在该产业园内。因此建设单位需根据本项目登陆管线及终端危险单元分布、应急处置能力、应急资源协作和调度、专业应急力量配置等方面因素，构建企业自身、关联企业（滨州港区、管廊依托、周边企业）、区域资源（临港化工园区、北海经济技术开发区）联动的应急管理和应对体系。

##### b. 应急预案的联动与衔接

本项目海底管道登陆点位于滨州港区液体散货泊位区域，需加强与登陆点





所在区域企业滨州港青港国际码头有限公司《滨州港 3 万吨级散杂货码头工程突发环境事件应急预案》的有效衔接。

因项目登陆管线位于滨州港区，终端厂址部分位于临港化工园区，本项目建设单位需考虑有机整合滨州港区、临港化工产业园区、北海经济技术开发区及企业自身环境风险应急资源、防控设施、联动相应，完善区域联动信息调查（机构、人员、物资等），充分利用区域社会应急资源，制定切实可行的环境应急预案。

当管道在此管廊处发生泄漏后，本项目需与水闸所属企业开展联动响应，及时关闭河闸以减少事故时天然气凝液在地表水环境中的扩散，减小对套尔河口海域国家级水产种质资源保护区的不利影响。

### 8.5.12 结论与建议

#### 8.5.12.1 项目危险因素

本次改扩建工程运行过程涉及的主要危险工艺为生产装置区、装车区及厂外陆地管线涉及的危险物质主要为天然气、丙烷、丁烷和稳定轻烃。

项目的主要危险因素为危险物质的泄漏和火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

#### 8.5.12.2 环境敏感性及事故环境影响

项目所在区域的大气环境风险敏感目标主要为终端周边 5km 范围内居住区、医疗机构、行政办公、学校和科研机构，人口数约为 3964 人。

根据对大气环境风险最大可信事故的预测结果，丙烷泄漏扩散在最不利气象条件及最常见气象条件下，大气毒性终点浓度范围内无大气环境风险敏感目标，泄漏事故对敏感目标影响较小。火灾次生污染物 CO，在最不利气象条件及最常见气象条件下，均未出现大气毒性终点浓度-1 和大气毒性终点浓度-2。

#### 8.5.12.3 环境风险防范措施和应急预案

本项目设有大气环境风险防范措施、水污染风险防范措施、地下水和土壤风险防范措施等，可对环境风险事故进行有效的预防、监控和响应。

项目建成后，建设单位按照国家、地方和相关部门要求，将本项目突发环境污染事件应急预案相关内容纳入到现有应急体系中，并报行政主管部门完成备案工作，明确与相关企业的联动及园区应急预案等上级应急预案相衔接，发生超出事故企业自身解决能力突发环境事件时可进行有效的应急联动，为控制



本工程可能发生的各类、各级环境风险事故，降低并最终消除其环境影响，提供有效的技术和应急保障。

#### 8.5.12.4 结论与建议

在严格落实报告提出的环境风险防范措施，建立有效的突发环境事件应急预案，加强环境风险管理的条件下，本项目的环境风险可防可控。

环境风险自查表见表 8.5-32。

表 8.5-32 环境风险评价自查表

工作内容			完成情况				
风险调查	危险物质	名称	详见表 8.4-1				
		存在总量/t					
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人		5km 范围内人口数 3964 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			/ 人	
		地表水（天然气气液混输管道-1#截断阀-2#截断阀）	地表水功能敏感性	F1 ●	F2●	F3☑	
			环境敏感目标分级	S1☑	S2 ●	S3●	
		地下水（终端）	地下水功能敏感性	G1 ●	G2 ●	G3☑	
			包气带防污性能	D1☑	D2 ●	D3 ●	
		物质及工艺系统危险性		Q 值（终端-涉水）	Q<1 ●	1≤Q<10☑	10≤Q<100 ●
Q 值（终端-涉气）				Q<1 ●	1≤Q<10 ●	10≤Q<100 ●	Q>100 ☑
Q 值（1#截断阀-2#截断阀管段-涉气）	Q<1 ●			1≤Q<10 ●	10≤Q<100☑	Q>100 ●	
Q 值（2#截断阀-终端管段-涉气）	Q<1 ●			1≤Q<10 ●	10≤Q<100 ☑	Q>100 ●	
M 值（终端）	M1●			M2 ☑	M3 ●	M4 ●	
M 值（1#截断阀-2#截断阀管段）	M1●			M2 ●	M3☑	M4 ●	
M 值（2#截断阀-终端管段）	M1●			M2 ●	M3 ☑	M4 ●	
P 值（终端-涉气）	P1☑			P2 ●	P3 ●	P4 ●	
P 值（终端-涉水）	P1●			P2 ●	P3 ☑	P4 ●	
P 值（1#截断阀-2#截断阀管段-涉气）	P1●			P2 ☑	P3 ●	P4 ●	
P 值（2#截断阀-终端管段）	P1●			P2 ☑	P3 ●	P4 ●	
环境敏感	大气（终端）	E1 ●	E2 ●	E3 ☑			



工作内容		完成情况			
程度	大气（天然气气液混输管道-1#截断阀-2#截断阀）	E1	E2	E3	
	大气（天然气气液混输管道-2#截断阀-终端管段）	E1	E2	E3	
	地表水（天然气气液混输管道-1#截断阀-2#截断阀）	E1	E2	E3	
	地下水（终端）	E1	E2	E3	
环境风险潜势（终端）	IV+	IV	III	II	I
环境风险潜势（天然气气液混输管道-1#截断阀-2#截断阀）	IV+	IV	III	II	I
环境风险潜势（天然气气液混输管道-2#截断阀-终端管段）	IV+	IV	III	II	I
评价等级（终端）	一级		二级	三级	简单分析
评价等级（天然气气液混输管道-1#截断阀-2#截断阀）	一级		二级	三级	简单分析
评价等级（天然气气液混输管道-2#截断阀-终端管段）	一级		二级	三级	简单分析
风险识别	物质危险性	有毒有害		易燃易爆	
	环境风险类型	泄漏		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放	
	影响途径	大气		地表水	
事故情形分析		源强设定方法	计算法	经验估算法	其他估算法
风险预测与评价	大气（终端）	预测模型	SLAB	AFTOX	其他
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 0 m		
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 0 m		
	地表水	最近环境敏感目标 / ，到达时间 / h			
	地下水	下游厂区边界到达时间 / d			
最近环境敏感目标 / ，到达时间 / d					



工作内容		完成情况
重点风险防范措施	见章节 8.5.11	
评价结论与建议	在严格落实报告书提出的环境风险防范措施，建立有效的突发环境事件应急预案，加强环境风险管理的条件下，本项目的环境风险可防可控。	
注：“●”为勾选项，“ ”为填写项。		



## 9 清洁生产分析与总量控制

### 9.1 清洁生产分析

清洁生产从本质上来说，就是对生产过程与产品采取整体预防的环境策略，减少或者消除它们对人类及环境的可能危害，同时充分满足人类需要，使社会经济效益最大化的一种生产模式。清洁生产是实现经济和环境协调持续发展的一项重要措施，其目标就是增效、降耗、节能、减污，由单纯的末端治理向生产全过程贯彻，从而实现清洁生产的目的。渤中 26-6 油田开发项目（二期）在贯彻清洁生产原则的基础上，在设计上采用先进的工艺技术，在管理上制定明确的规章制度，在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。

本节将从各阶段采取的清洁生产措施以及根据清洁生产评价指标对本项目进行分析，并给出清洁生产结论和建议。

#### 9.1.1 海上工程

##### 9.1.1.1 建设阶段采取的清洁生产措施

- 本项目在钻井作业过程中优先采用水基钻井液，并通过循环使用减少钻井液的使用量和排放量，从而降低钻井液排放对海水水质、海底沉积物及海洋生态的影响；排放的非钻井油层水基钻井液及其钻屑需满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准要求。油层水基钻井液、油层水基钻井液钻屑和其他不能满足排放要求的钻井液及钻屑经收集后运回陆地交有资质单位处理，不排海。

- 本项目新铺设海底管道采用后挖沟铺设方式，新铺设海底电缆采用边铺边埋铺设方式，常规埋设段自然回填，穿越航线或水道时将人工回填碎石保护。与其他铺管挖沟的施工工艺相比，后挖沟自然回填可减少挖沟面积，减少对海底沉积物和底栖生物的损失和破坏，降低对周围海域环境的影响。

- 施工过程中产生的除食品废弃物以外的生活垃圾、生产垃圾、船舶含油污水等禁止排入海中，经分类收集后运回陆地处理/处置。船舶生活污水经处理达标后间断排放，同食品废弃物的处理均严格执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）。

- 对于钻完井作业、管缆铺设以及海上设施安装作业等，建设单位将制定严格的安全环保作业规程，并严格遵照执行。





### 9.1.1.2 生产阶段采取的清洁生产措施

#### a. 选用先进的工艺及技术路线

(1) 优化工程开发方案，在工程设计中优化系统参数、工艺参数（压力、温度、流量）、设备参数以及操作运行条件，综合考虑、贯彻清洁生产、节能降耗的原则。

(2) 工艺设计中采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，所选用的生产技术和设备大多为国内外先进和成熟的技术和设备，并在多个海上油气田开发过程中已有成功的应用。

(3) 在油气生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，如在井口装置、出油管线和生产管汇上安装了高低压传感器和压力安全阀，在闭式排放罐等压力容器上设置压力保护装置、液位保护装置和流量安全保护装置，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患。

(4) 本项目新建的 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD 平台均为无人井口平台。在 BZ26-6WHPC 平台中控设备间内设置独立的中控系统，包括过程控制系统（PCS）、紧急关断系统（ESD）、火气检测到系统（FGS）。BZ26-6WHPC/D 平台与依托的 BZ26-6CEPA 中心处理平台均通过新建的海底复合动力电缆中的光纤进行通信，操作人员可在 BZ26-6CEPA 通过布置的操作站对 C/D 平台生产情况实时监控。BZ26-6CEPA 与 BZ26-6WHPC/D 平台之间设置联锁关断关系。本项目考虑的控制方案在保证人员和设施的安全、防止环境污染的前提下满足开发和生产要求，方便油田的操作和管理，同时考虑安全可靠、经济实用、控制管理灵活方便等原则。

#### b. 设置污染物收集系统，减污及消除跑冒滴漏

本项目新建的 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD 平台上均设有开式排放系统和闭排系统，用于收集溢出液、甲板初期雨水/冲洗水等其他含油污水以及带压容器、管线等排放出的带压流体等。收集到的含油污水最终进入生产流程处理，从而避免含油污水污染环境，达到清洁生产的目的。

#### c. 污染物最大限度的资源化

本项目运营期产生的含油生产水通过混输管道全部输送至依托的已建 BZ34-2/4CEPA 平台，经生产水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技



术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）注水水质标准后回注地层；从含油生产水中回收的污油打回生产流程，使之转化为原油产品，使污染物最大限度的资源化。

#### d. 必要的末端治理措施

本项目新建平台均为无人井口平台。根据工程分析，本项目投产后，产生的主要污染物为：含油生产水、其他含油污水、生产垃圾。

含油生产水和其他含油污水：生产过程中产生的含油生产水经依托的已建 BZ34-2/4CEPA 平台生产水处理系统处理达到 SY/T 5329-2022 注水水质标准后回注地层。甲板初期雨水/冲洗水等其它含油污水经开、闭排收集后最终进入生产流程。正常生产情况下，本项目无含油污水排海。

生产垃圾：生产垃圾禁止排放或弃置入海，分类收集后运回陆地处理/处置。本项目按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对固体废物进行回收利用或处理/处置。

#### e. 现场管理中的清洁生产控制

在生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定了严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。本项目新建平台均为无人井口平台，依托的 BZ26-6CEPA 平台上设置有安全监督，负责贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准。以上这些措施规范了生产作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

（1）定期举行安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

（2）贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，对本项目产生的污染物的排放均按国家有关规定填写登记表。

（3）定期对生产设备、探测报警及应急关断等设备进行检查维护。

（4）安全监督对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

#### 9.1.1.3 海上工程清洁生产指标

根据国家发展和改革委员会、工业和信息化部于 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对渤中 26-6 油田开发项目（二期）清洁生产指标进行定量和定性评价。《石油和天然气开采行业清洁



生产评价指标体系（试行）》依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

石油和天然气开采行业建设项目清洁生产分析指标主要包括资源能源消耗指标、生产技术特征指标、污染物产生指标、资源综合利用指标、环境管理体系建设与贯彻执行环境保护法规的符合性指标等。该指标体系分为定量评价与定性要求两大部分。定量指标和定性指标分为一级指标和二级指标：一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。通过对比本项目各项指标的实际达到值、评价基准值和指标的权重值，经过计算和评分，综合考评企业的清洁生产水平。

本项目钻井作业和采油气作业的清洁生产指标执行情况分别见表 9.1-1 和表 9.1-2。根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》表 4 的分级标准， $P \geq 90$  为清洁生产先进企业， $75 \leq P < 90$  为清洁生产企业。

由表 9.1-1 和表 9.1-2 可知，根据各项考量指标计算，本项目钻井作业的清洁生产综合评价指数为\*\*，采油气作业的清洁生产综合评价指数为\*\*，达清洁生产先进水平。



表 9.1-1 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值 (修正值 $K_i$ )	评价基准值 ( $S_{oi}$ )	本项目实际值 ( $S_{xi}$ )	单项评价指数 ( $S_i$ )	定量评价指标的考核总分值 ( $P1$ )
资源与能源消耗指标	30	占地面积	m <sup>2</sup>	15	符合行业标准要求	符合行业标准要求	1	**
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	**	1	
生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	**	1	
资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000-3000m	15	≥60	**	1	
			井深 3000m 以上					
		污油回收率	%	15	≥90	**	1	
污染物产生指标	35	石油类	mg/L	10	不外排	**	1	
		COD	mg/L	10	≤300	**	1	
		废弃钻井液	m3/100m 标准进尺	15	≤10	**	1	
定性指标*								
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际值 ( $F_i$ )	定性评价指标的考核总分值 ( $P2$ )	



资源与能源 消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15	**	**
生产技术特 征指标	30	钻井设备	国内领先	5	**	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	**	
		钻井液收集设 施	配有收集设施，且使钻井液不落 地	5	**	
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、 除砂器、离心机等固控设备	5	**	
		井控措施	具备	5	**	
		有无防噪措施	有	5	**	
环境管理体 系建设	35	建立 HSE 管理体系		20	**	
		制订节能减排工作计划		15	**	
贯彻执行环 境保护法规的符 合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	**	
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	**	
		满足其他法律法规要求		5	**	
$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; \quad P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$ 本项目清洁生产综合评价指数（P）：P=0.6P1+0.4P2；其中					P=**	
清洁生产等级评定：P≥90（清洁生产先进企业）；75≤P<90（清洁生产企业）					本项目钻井作业评定为：清洁生产先进企业（P ≥90）	

注：“\*”根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，清洁生产指标体系分为定量指标（P<sub>1</sub>）和定性指标（P<sub>2</sub>）两部分。

其中，定量指标根据项目实际值 S<sub>xi</sub>和评价基准值 S<sub>oi</sub>进行单项评价指数计算：对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，单项评价指数（S<sub>i</sub>）计算公式为 S<sub>i</sub>=S<sub>xi</sub>/S<sub>oi</sub>；对于指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，单项评价指数（S<sub>i</sub>）计算公式为 S<sub>i</sub>=S<sub>oi</sub>/S<sub>xi</sub>。定量评价考核总分值的计算公式：

$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$ ；定性评价指标的考核总分值的计算公式  $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$ ；企业清洁生产综合评价指数的计算公式为：P=0.6P<sub>1</sub>+0.4P<sub>2</sub>；下同。





表 9.1-2 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（采油气作业）

定量指标						本项目采油作业评价			
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值（Soi）	本项目实际值（Sxi）	单项评价指标数（Si）	定量评价指标的考核总分值（P1）	
（1）资源与能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	≤65	**	1	**	
（2）资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	15	≥60	**	1		
		油井伴生气回收利用率	%	15	≥80	**	1		
（3）污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	不外排	**	1		
		COD	mg/L	5	≤300	**	1		
		落地原油回收率	%	10	100	**	1		
		含油生产水回用率	%	10	≥60	**	1		
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	**	1		
定性指标									
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际值（Fi）	定性评价指标的考核总分值（P2）		
（1）生产技术特征指标	45	井筒质量	井筒设施完好		5	**	**		
		采油	套管气回收装置		10	**			
			防止落地原油产生措施		10	**			
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		10	**			
		集输流程	全密闭流程,并具有轻烃回收装置		10	**			



(2)环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系并通过认证	20	**		
		制订节能减排工作计划	15	**		
(3)贯彻执行环境保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	**		
		建设项目环境影响评价制度执行情况	10	**		
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	**		
<div><math display="block">P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; \quad P_2 = \sum_{i=1}^n F_i</math><p>本项目清洁生产综合评价指数（P）：P=0.6P1+0.4P2； 其中</p></div>				P=**		
清洁生产等级评定：P≥90（清洁生产先进企业）； 75≤P <90（清洁生产企业）				本项目采油气作业评定为：清洁生产先进企业（P≥90）		



#### 9.1.1.4 海上工程清洁生产结论和建议

本项目针对项目区油气藏资源特点，从工艺技术、资源利用、污染物处理措施和生产运营管理控制等方面均符合清洁生产原则，最大限度地减少污染物排放对周围生态环境的影响。本项目通过采用先进的钻井、集输、油气处理等工艺保证生产运营安全，项目达到清洁生产先进水平。

建议本项目建设单位在实际施工和运营过程中加强作业人员的宣传教育和培训，提高作业人员的清洁生产意识，保证本项目的清洁生产工艺均落到实处。

#### 9.1.2 陆上工程

陆上工程采用的天然气处理工艺成熟可靠，采用先进适用的装备，同时考虑脱酸后的二氧化碳回收利用，在生产过程中注重节能降耗、污染物控制和碳排放，采用的工艺目前属于国际/内先进清洁生产水平。

陆上工程物料采用密闭集输流程，设置了轻烃回收装置，污染物排放浓度均符合国家和地方排放标准要求，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。

陆上工程天然气脱碳单元脱出的  $\text{CO}_2$  部分回收后生产液体二氧化碳/干冰，部分返输海上进行驱油/封存，加强了  $\text{CO}_2$  回收和资源化利用，减少  $\text{CO}_2$  的排放。本项目采用的 CCUS 技术不仅是未来我国减少  $\text{CO}_2$  排放、保障能源安全的战略选择，而且是构建生态文明和实现可持续发展的重要手段，符合国家节能减排的要求。

建设单位将积极推行 HSE 管理体系，对本工程实施 HSE 管理。同时公司将对员工进行 HSE 培训，使公司员工自觉遵守 HSE 管理体系要求以保护其人身安全和周围环境，尽量杜绝环境污染事故的发生。

### 9.2 污染物排放总量控制建议

#### 9.2.1 海上工程污染物排放总量控制建议

本项目所属渤中 26-6 油田位于渤海中部海域，距岸最近约 23.5km。

根据工程开发方案，本项目新建 2 座无人井口平台 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD，均不设油气处理设施，生产物流输送至依托的 BZ26-6 CEPA 和 BZ34-2/4 CEPA 平台处理。本项目产生的含油生产水经已建 BZ34-2/4CEPA 平台的生产水处理系统处理达到注水水质标准后回注地层。BZ34-2/4CEPA 平台生产水处理能



力和回注能力均能满足本项目接入需要，正常生产情况下，本项目生产水全部回注地层，无生产水排海。

本项目新建 BZ26-6WHPC/D 平台均为无人平台，仅临时登平台作业时产生少量生活污水，设有环保厕所，供临时登平台人员使用，生活污水收集后运回陆地处理。临时登平台作业作业人员产生少量生活垃圾，收集后装入回收箱或回收袋中，用守护船全部运回陆地处理。本项目产生的生产垃圾均运回陆地处理/处置，不排海。

本项目依托 BZ26-6CEPA 进行生产，在 BZ26-6CEPA 新增定员\*\*人，但 BZ26-6CEPA 生活污水排放量未超过《渤中 26-6 油田开发项目（一期）环境影响报告书》（环审〔2023〕75）的批复总量。

综上，本项目正常生产情况下，无需申请总量。

## 9.2.2 陆上工程

### 9.2.2.1 总量控制因子

根据《山东省人民政府关于印发山东省“十四五”生态环境保护规划的通知》（鲁政发〔2021〕12号），纳入总量控制的污染物因子为：

氮氧化物、挥发性有机物、COD、氨氮。

本项目生产废水和生活污水均送至滨州临港化工产业园污水处理厂处理。因此，本项目水污染物总量指标纳入临港化工产业园污水处理厂外排总量指标，本项目不申请水污染物总量指标。

### 9.2.2.2 总量控制指标核算

根据工程分析的氮氧化物和挥发性有机物（VOCs）排放量核算结果，本项目正常工况下 2 个工程阶段（前期工程和后期工程）分别新增的大气污染物总量控制指标见表 9.2-1。

表 9.2-1 本项目大气污染物总量控制

类别	工程阶段	污染物名称	排放量（t/a）	倍量消减量（t/a）
大气污染控制因子	前期工程	氮氧化物		
		挥发性有机物		
	后期工程	氮氧化物		
		挥发性有机物		



### 9.2.2.3 主要大气污染物消减指标

根据《山东省建设项目主要大气污染物排放总量替代指标核算及管理办法》（鲁环发〔2019〕132号）：上一年度细颗粒物年平均浓度超标的设区的市，实行二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘、挥发性有机物四项污染物排放总量指标 2 倍削减替代。本项目所在滨州市细颗粒物年平均浓度超标，因此，本项目排放的大气污染物需实行 2 倍削减替代。

本项目前期工程建成投产后，正常工况下新增的大气污染物倍量消减指标见表 9.2-2。本项目后期工程的主要污染物消减指标在现阶段暂未确定，建设单位应在本项目后期工程投产前按照有关管理要求落实。

表 9.2-2 本项目大气污染物总量控制

类别	工程阶段	污染物名称	排放量（t/a）	倍量消减量（t/a）
大气污染控制因子	前期工程	颗粒物		
		二氧化硫		
		氮氧化物		
		挥发性有机物		





## 10 环境保护对策措施及其合理性分析

### 10.1 海上工程环境保护对策措施

本节主要就本项目海上工程建设阶段和生产阶段正常生产作业情况下的环境保护对策措施进行分析；环境风险事故防范措施在“第八篇 环境风险分析与评价”中详细说明。

本项目新建的主要海上工程设施及主要污染物产生情况见表 10.1-1。

表 10.1-1 本项目主要海上新建设施及污染物

设施	名称	产生的主要污染物	
		建设阶段	生产阶段
新建 2 座无人井口平台	2 座无人井口平台 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD	钻井液、钻屑、船舶污染物	含油生产水、生产垃圾、初期雨水/甲板冲洗水/带压流体等其它含油污水、牺牲阳极锌释放和船舶污染物
新铺 6 条海底管道	1) 1 条 BZ26-6 WHPD 至 BZ26-6 WHPC 混输管道(16" /22" , **km) ; 2) 1 条 BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6WHPC 注气管道 (8" , **km) ; 3) 1 条 BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 CEPA 混输管道(20" /24" , **km) 4) 1 条 BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6WHPD 注气管道 (8" , **km) ; 5) 1 条 BZ19-2 CEPE 至 BZ26-6 CEPA CO <sub>2</sub> 输送管道 (**km) ; 6) 1 条 BZ34-2/4 CEPA 至 KL3-2CEPA 原油输送管道(复线)(14" /20" ,**km);	悬浮物、船舶污染物	牺牲阳极锌释放
新铺 3 条海底电缆	1) 1 条 BZ26-6 WHPC 至 BZ26-6 WHPD 海底电缆 (**km) ; 2) 1 条 BZ34-1 EPP 到 BZ26-6 CEPA 海底电缆 (**km) ; 3) 1 条 BZ26-6 CEPA 至 BZ26-6 WHPC 海底电缆 (**km) ;		/
依托设施的相应改造	BZ26-6 CEPA 平台、BZ34-2/4 CEPA 平台、BZ19-6 CEPA 平台、BZ34-1EPP 平台、KL3-2 CEPA 平台。	生活污水、生活垃圾、生产垃圾和船舶污染物	含油生产水、温排水

注：本项目所产含油生产水经 BZ34-2/4 CEPA 处理达标后全部回注地层。

#### 10.1.1 建设阶段环保措施

本项目海上工程建设阶段产生的污染物包括钻完井作业产生的钻屑、钻井液，铺设海底管道/电缆挖沟产生的悬浮物，参加作业的船舶和人员产生的船舶含油污水、生活污水及生活垃圾等船舶污染物，以及生产作业产生的金属下脚

料等生产垃圾。建设单位拟采取有效的环境保护对策措施，以使上述污染物的处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。

#### 10.1.1.1 钻井液和钻屑

##### a. 钻井液和钻屑的处置

本项目采用自升式钻井平台进行钻完井作业，在钻井过程中优先使用水基钻井液，部分井的部分井段使用合成基钻井液。合成基钻井液使用后运回陆地，不排放。钻井液循环系统的主要工艺流程（见图 10.1-1）：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过钻井平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回钻井液/泥浆池后循环使用，分离出的钻屑送钻屑罐储存，经检测达标后排海，若检测不达标运回陆地交由有资质单位处理。

钻井过程中向海中排放的钻井液和钻屑，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）标准中一级标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 30000mg/L，并同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中一级排放标准的要求，即渤海不得排放钻井油层水基钻井液和钻屑，重晶石中最大值： $\text{Hg} \leq 1\text{mg/kg}$ 、 $\text{Cd} \leq 3\text{mg/kg}$ 。无法满足排放要求的钻屑和钻井液禁止向海中排放，运回陆地交给有资质的单位进行处置（危险废物处置服务合同及相关资质见报告书附件）。

钻井平台或者平台上放置有岩屑箱，单个容积约  $3.36\text{m}^3$ ，根据场地情况一般放置 10~20 个，由守护船或拖轮运回陆地。钻井液暂存在钻井平台泥浆池中，泥浆池容积约  $900\text{m}^3$ ，反输至守护船或拖轮的船舱中，容积约  $100\sim 200\text{m}^3$ ，经船舶运回陆地处理。钻屑、钻井液的转运周期与钻井作业、船期等相关，平均转运周期为 3~4 天。

图 10.1-1 钻井液循环系统工艺流程示意图

##### b. 超标钻井液和钻屑的处置及依托可行性分析

本项目钻井油层水基钻井液和钻屑将作为危险废物（HW08）经收集后运回陆地委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理，相关单位资质见附件。表 10.1-2 给出了钻井油层钻屑和钻井液依托处理可行性分析。

根据表 10.1-2 可知，建设阶段产生的钻井油层钻屑最大量为  $^{**}\text{t/a}$ （按钻井



排放 3 年考虑），钻井油层钻井液最大量为\*\*t/a，合计为\*\*t/a。蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司的含油岩屑和泥浆处理能力共计为\*\*t/a，目前剩余处理能力约\*\*t/a，能够满足本项目建设阶段钻井油层钻井液和钻屑的处理要求。本项目钻井油层水基钻井液和钻屑将作为危险废物（HW08）经收集后运回陆地委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理，相关单位资质见附件。表 10.1-2 给出了钻井油层钻屑和钻井液依托处理可行性分析。

表 10.1-2 蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司依托处理可行性分析表

污染物名称	总产生量（m <sup>3</sup> ）	年产生量（t/a）	处理能力（t/a）	处理是否可行
钻井油层钻屑	**	**	**	是
钻井油层钻井液	**	**		

注：本项目采用的主要钻井液体系的密度主要为（1.05~1.48）g/cm<sup>3</sup>，取平均值为 1.25g/cm<sup>3</sup>（即 1.25t/m<sup>3</sup>）计算；钻屑密度按 2.5g/cm<sup>3</sup>（即为 2.5t/m<sup>3</sup>）计算，钻屑堆体积换算成实际体积来计算质量。

#### 10.1.1.2 船舶污染物

本项目使用自升式钻井平台进行钻完井作业，期间产生的生活污水、生活垃圾和生产垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中一级排放标准的规定。

本项目建设阶段需动用浮吊船、铺管船、驳船、拖轮和守护船等各类施工作业船舶，各类作业船舶应采用符合《国内航行海船法定检验技术规则》（2022）的要求，并获得相应的国内航行海船法定证书的作业船舶。在排放控制区（包括沿海控制区和内河控制区）内航行、停泊、作业的船舶，应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发[2018]168 号）的要求。

建设阶段作业船舶将产生一定量的船舶污染物，包括船舶含油污水、生活污水、船舶垃圾等。船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）和《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》等相关要求，其中船舶含油污水和船舶垃圾均运回陆地处理。

海上建设阶段船舶污染物的污染防治措施具体见表 10.1-3。

表 10.1-3 海上建设阶段船舶污染物的污染防治措施

污染物	控制要求	备注
钻井平台生活污水	处理至 COD 浓度≤300mg/L 后排放	/
钻井平台生活垃圾	禁止排放或弃置入海	/
钻井平台生产垃圾	禁止排放或弃置入海	/
船舶含油污水	船舶铅封，产生的船舶含油污水经收集并排入接收	/



污染物		控制要求	备注
		设施。	
船舶生活污水	距最近陆地 3 海里以内（含）的海域产生的船舶生活污水	a) 利用船载收集装置，排入接收设施； b) 利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放：（1）在 2012 年 1 月 1 日以前安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 50\text{mg/L}$ ， $SS \leq 150\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 $\leq 2500$ 个/L； （2）在 2012 年 1 月 1 日以后安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 25\text{mg/L}$ ， $SS \leq 35\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 $\leq 1000$ 个/L， $CODCr \leq 125\text{mg/L}$ ，pH：6~8.5，总氯（总余氯） $< 0.5\text{mg/L}$ 。	污染物排放监控位置：生活污水处理装置出水口
	距最近陆地 3 海里以外海域产生的船舶生活污水	同时满足下列条件： （1）使用设备打碎固形物和消毒后排放； （2）船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	3 海里<与最近陆地间距离 $\leq 12$ 海里的海域
		船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	与最近陆地间距离 $> 12$ 海里的海域
船舶垃圾	塑料、废弃食用油、生活废弃物等	禁止排海，收集并排入接收设施	/
	食品废弃物	在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	/
船舶大气污染物	硫氧化物、颗粒物和氮氧化物等	船舶大气污染物排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168 号）》的要求	/

#### 10.1.1.3 悬浮物

本项目计划新铺设 6 条海底管道和 3 条海底电缆，其中管道全程埋设，后挖沟，采用自然回填/人工回填方式埋设，新建海底电缆全程埋设，采用边铺边埋、自然回填/人工回填方式埋设，在铺设过程中，将采用先进的施工技术方案，尽量减轻或避免铺设施工作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。

本项目新建管缆位于\*\*产卵场、\*\*产卵场中，部分穿越\*\*产卵场，位于蓝点马鲛（盛期\*\*月\*\*-\*\*月\*\*）、鲈鱼（盛期\*\*月）和白姑鱼产卵场（盛期\*\*-\*\*月）内的海底管道/电缆挖沟作业应避开其产卵盛期，以最大限度减缓施工作业对渔业资源和生态环境的影响。

#### 10.1.2 生产阶段环保措施

本项目海上工程生产阶段产生的污染物包括含油生产水、生活污水、其它含油污水、生活垃圾、生产垃圾、温排水、海管牺牲阳极锌释放和船舶污染物





等。建设单位将采取相应污染防治对策措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

#### 10.1.2.1 含油生产水

##### a. 含油生产水处理流程

本项目产生的含油生产水通过混输管道输送至已建 BZ34-2/4CEPA 平台，经生产水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）注水水质标准后回注地层，无生产水排放。

BZ34-2/4CEPA 平台设有一套斜板除油器+溶气气浮+核桃壳过滤器+双介质过滤器的生产水处理流程。BZ34-2/4CEPA 平台生产水处理/回注流程示意图详见图 10.2-1。BZ34-2/4CEPA 注水经过双介质过滤器处理至含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ ，悬浮物含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ，粒径中值 $\leq 3\mu\text{m}$ 的合格注水经增压后直接回注地层。





图 10.2-1 BZ34-2/4CEPA 平台生产水处理/回注流程示意图



## b. 含油生产水处理效果可行性分析

含油生产水的处理效果取决于生产水处理工艺流程；而含油生产水处理工艺流程的选择取决于含油生产水处理的难易程度、标准以及最终处置方式。

已建 BZ34-2/4CEPA 平台生产水采用“斜板除油器+溶气气浮+核桃壳过滤器+双介质过滤器”的四级处理流程，该流程被渤海多个油田采用，对含油生产水处理效果良好。斜板除油器除油效率通常在 80%左右，溶气式气浮的除油效率通常在 70%左右，核桃壳过滤器的除油效率通常在 80%左右，双介质过滤器的除油效果按 80%保守估计。油气工艺生产系统产生的含油生产水中石油类的含量按 1000mg/L 考虑，经处理后的生产水含油浓度可以达到 15mg/L 以下。根据第 6.3.2 节近 2 年对 BZ34-2/4CEPA 平台含油生产水回注水质的监测结果可知，经四级处理后的生产水含油浓度在 9mg/L~14mg/L 之间，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）中相应注水水质标准。由此可见，BZ34-2/4CEPA 平台处理后生产水的含油浓度可满足本项目生产水回注标准中含油量限值要求。因此，本项目依托平台的生产水处理系统和注水系统的处理效果可行。

## c. 含油生产水处理能力/回注可行性分析

本项目产生的含油生产水依托已建 BZ34-2/4CEPA 平台，本项目在 BZ34-2/4CEPA 平台新增生产水处理系统（能力为 3600m<sup>3</sup>/d），新增后生产水处理系统能力为 11520m<sup>3</sup>/d。本项目投产后 BZ34-2/4CEPA 平台生产水最大处理量为 \*\*m<sup>3</sup>/d，BZ34-2/4CEPA 平台注水系统能力为 11520m<sup>3</sup>/d 平台生产水处理能力和回注能力均能满足本项目接入需要。正常生产情况下，本项目生产水全部回注地层，无生产水排放。BZ34-2/4CEPA 平台水平衡情况见“第三篇”BZ34-2/4CEPA 平台水平衡表。

### 10.1.2.2 其它含油污水

本项目新建 BZ26-6WHPC 平台设有开式排放系统、闭式排放兼火炬系统，新建 BZ26-6WHPD 设有开式排放系统、闭式排放兼冷放空系统。开式排放系统和闭式排放系统主要用于收集溢出液、设备冷却/冷凝水、甲板初期雨水/冲洗水等其它含油污水以及带压容器、管线等排放出的带压流体等。

开式排放罐主要用来收集、处理甲板初期雨水和冲洗水等液体。开式排放系统主要包括：开排罐、开排泵、开排槽、开排槽泵、开排槽加热器和开排罐



加热器。BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD 平台开式排放系统工艺流程相同，以 BZ26-6 WHPC 为例，详见图 10.2-2。

BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD 平台上的闭式排放兼冷放空系统主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体，当达到一定的液位时，由闭式排放泵将液体打回原油处理系统。闭排系统主要包括：闭排罐、闭排罐加热器、闭排泵等。BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD 平台上的闭排兼冷放空系统（见图 10.2-3）。

#### 10.1.2.3 平台导管架防腐措施

本项目阴极保护采用外加电流+牺牲阳极阴极保护相结合的方式。牺牲阳极主要用于初期导管架下水及后期停电工况下对导管架进行补充保护；生产阶段对导管架的外防腐措施主要采用外加电流阴极保护方式。采用外加电流阴极保护的防腐方式可以有效减少牺牲阳极锌释放对周围海域环境的影响。

#### 10.1.2.4 船舶污染物

正常海上生产阶段，参加作业船舶主要为值班船和供应船等，作业船舶产生的船舶污染物（包括船舶含油污水、船舶生活污水和船舶垃圾）等的控制与治理方案同海上建设阶段。

#### 10.1.2.5 生产垃圾和生活垃圾

本项目将产生一定量的生产垃圾，生产垃圾主要是废弃的零件、边角料等固体废物，生活垃圾主要是食品废弃物、食品包装物和厨余物等。

本项目建设单位已委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处置本项目产生的危险废物，相关单位资质见本报告书附件。

#### 10.1.2.6 温排水

本项目投产后，依托 BZ26-6 CEPA 平台设置有循环冷却水系统，为闪蒸气冷却器、低压压缩机后冷却器、注气压缩机出口冷却器、中压压缩机等供应冷却水。本项目接入后温排水最大排放量为\*\*m<sup>3</sup>/h，新增温排水排放量为\*\*m<sup>3</sup>/h，经换热后温升 10℃后排海。

### 10.1.3 环境保护对策措施一览表

综上所述，本项目海上工程建设阶段与生产阶段的环境保护对策措施见表 10.2-3。

图 10.2-2 BZ26-6 WHPC 平台开式排放系统工艺流程

图 10.2-3 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD 平台闭式兼冷放空系统工艺流程

表 10.2-3 本项目海上工程环境保护对策措施一览表

环保措施	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
钻井液和钻屑	主要对钻井油层水基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑的处理	本项目钻井产生非钻井油层水基钻井液约**m³，钻井油层水基钻井液约为**m³；非钻井油层水基钻井液钻屑量约为**m³，钻井油层钻屑量约为**m³ 注：上述均含预留井槽的量。	钻井油层水基钻井液及其钻屑全部运回陆地，交有资质单位进行处理。排放的非钻井油层水基钻井液及其钻屑中重金属含量应满足 Hg≤1mg/kg，Cd≤3mg/kg。 无法满足排放要求的钻屑和钻井液禁止排海，由专用钻屑/钻井液回收罐回收，运回陆地进行处理	BZ26-6 CEPA 平台、BZ26-6 WHPC 平台、BZ26-6 WHPD 平台；与钻井阶段同步	由建设单位负责建设、使用和管理
含油生产水	依托设施 BZ34-2/4 CEPA 生产水处理系统和注水系统。	依托 BZ34-2/4CEPA 平台生产水处理系统和回注水处理系统,其生产水处理和回注水处理能力为**m³/d,处理后的生产水进入注水系统回注地层，BZ34-2/4CEPA 平台注水系统注水能力为**m³/d。	含油生产水经处理达标后（即含油量≤15mg/L，固体悬浮物含量≤5mg/L，粒径中值≤3μm）全部回注地层。	依托设施 BZ34-2/4 CEPA；生产阶段。	
其它含油污水	开式排放系统	开式排放罐、开式排放泵等	开式排放罐主要用来收集溢出液、初期甲板雨水和冲洗水等；	新建平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用。	
	闭式兼冷放空系统	闭排兼冷放空罐、闭排输送泵等	闭式排放罐主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体		



环保措施	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
生产垃圾	分类回收	分类回收箱	生产垃圾均运回陆地交给有资质的单位处理	BZ26-6 WHPC 平台、BZ26-6 WHPD 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用	
生活垃圾	分类回收	分类回收箱	生活垃圾均运回陆地处理		
生活污水	设有环保厕所，供临时登平台人员使用	新建 BZ26-6WHPC/D 平台为无人平台，仅临时登平台作业时产生少量生活污水，	生活污水收集后运回陆地处理。		
平台导管架防腐措施	新建平台的导管架全浸区的外部腐蚀控制采用阴极保护防腐措施。本项目阴极保护采用牺牲阳极+外加电流阴极保护相结合的方式。牺牲阳极主要用于初期导管架下水及后期停电工况下对导管架进行补充保护。		生产阶段对导管架的外防腐措施主要采用外加电流阴极保护方式，采用外加电流阴极保护的防腐方式可以有效减少牺牲阳极锌释放对周围海域环境的影响。	新建平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用	由建设单位负责建设、使用和管理
船舶污染物	船舶含油污水	按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》实施铅封，全部运回陆地交有资质单位处理		船舶自带处理系统或接收设施	由船舶所属单位负责
	船舶生活污水	执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《73/78 防污公约》等相关要求。			
	船舶垃圾	食品废弃物在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎至直径不大于 25mm 后排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可排放。食品包装物等运回陆地处理。			
	船舶大气污染物	满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》的要求			
生态补偿	人工增殖放流等，其经费应纳入项目环保投资预算	根据本项目造成的海洋生物资源损失,应采取适当的生态恢复或补偿措施	按照海洋渔业行政主管部门的要求，确定增殖放流的品种和数量、实施方式等	项目附近海域；在施工完成后，在专业单位建议的时间内完成	由建设单位负责落实，可委托专业单位完成





## 10.2 环保设施“三同时”竣工验收建议

本项目环保设施“三同时”竣工验收建议见表 10.3-1。

表 10.3-1 本项目主要环保设施“三同时”竣工验收建议

环保设施/ 环境管理	验收内容	执行标准/处理效果
闭排兼冷放空系统	BZ26-6 WHPC 平台和 BZ26-6 WHPD 平台上闭排兼冷放空系统的配备及运行情况	主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体等进入闭排罐。
开式排放系统	BZ26-6 WHPC 平台、BZ26-6 WHPD 平台上开式排放系统的配备及运行情况	收集溢出液、设备冷却、冷凝水、甲板雨水、冲洗水以及生活灰水等进入开式排放罐。
生活垃圾和生产垃圾处理系统	BZ26-6 WHPC 平台、BZ26-6 WHPD 平台上固体废弃物分类和回收设备的配备及运行情况	平台上需设置生活垃圾箱和生产垃圾箱，海上无固废排放，均运回陆地处理/处置。
溢油应急设备和溢油应急计划	BZ26-6 WHPC 平台、BZ26-6 WHPD 平台上配备适量吸油毡；项目投产前将修订溢油应急计划并备案，将本项目纳入天津分公司各级应急体系中统一考虑等。	BZ26-6 WHPC 平台、BZ26-6 WHPD 平台上配备适量吸油毡；项目投产前将修订溢油应急计划并备案，将本项目纳入天津分公司各级应急体系中统一考虑等。
具备环境保护设施正常运转的条件	经培训合格的操作人员、健全的岗位操作规程及相应的规章制度以及原料、动力供应等。	落实各种规章制度和操作规程、溢油应急计划、环境管理机构设置等内容。
环境管理与监测计划	环境管理机构的设置、环保管理规章、制度以及监测计划等。	

## 10.3 陆上工程环境保护对策措施

### 10.3.1 施工期环保措施

#### 10.3.1.1 废气污染防治措施

施工期产生的废气主要包括施工扬尘、作业机械和车辆废气、焊接烟尘、涂料使用产生的废气等。根据不同的废气产生方式采用不同的治理措施，具体如下：

##### a. 施工扬尘防治措施

施工机械作业、施工车辆往来运输和人员活动等过程中会产生扬尘。施工过程中建设单位应采取以下措施：

（1）根据施工过程的实际情况，施工现场设围栏或部分围栏，采取分段作业、择时施工、土方覆盖等有效防尘降尘措施，对回填的沟槽采取洒水、覆盖等措施，防止扬尘污染。

（2）避免在大风日以及夏季暴雨时节施工，尽可能缩短施工时间，提高施



工效率，减少地表裸露的时间，遇有大风天气时，避免进行挖掘、回填等大土方量作业或采取喷水抑尘措施。

(3) 施工单位必须加强施工区的规划管理：建筑材料的堆场及混凝土搅拌场应定点定位，并采取防尘、抑尘措施，如在大风天气，对散料堆场应采用水喷淋法防尘，以减少建设过程中使用的建筑材料在装卸、堆放、搅拌过程中的粉尘外逸，降低工程建设对当地的空气污染。

(4) 施工工地内车行道路应当采取硬化等降尘措施，运输车辆进出的主干道应定期洒水清扫，保持车辆出入口路面清洁、润湿，并尽量要求运输车辆放慢行车速度，以减少地面扬尘污染。设置冲洗车辆设施，施工车辆冲洗干净后方可上路行驶。

(5) 根据《山东省大气污染防治条例》和《山东省扬尘污染防治管理办法》，建设单位与施工单位签订的施工承包合同，应当明确施工单位的扬尘污染防治责任。工程施工单位应当建立扬尘污染防治责任制，施工期间落实道路硬化、施工围挡、土方覆盖、洒水、车辆冲洗等防尘抑尘措施。

#### b. 作业机械和车辆废气

施工机械作业、施工车辆往来运输过程中会产生尾气污染。施工期间应对入场施工机械进行管理，检查合格的机器才可进场作业，尽量减少施工机械和车辆排放的燃油废气。

#### c. 焊接烟尘防治措施

本项目在设备安装、管道连接等均使用焊接，在焊接过程中会产生焊接烟气。施工作业应合理选择焊接作业方式，减少焊接烟尘的产生量，尽量减少焊接烟尘对周围环境空气的影响。

#### d. 挥发性有机物防治措施

管道和设备刷漆及防腐等过程需使用有机涂料，管道喷涂涂料需要满足《低挥发性有机化合物含量涂料产品技术要求》（GB/T38597-2020），采取高效的喷涂工艺，最大限度降低喷涂废气对周围环境的影响。

### 10.3.1.2 废水污染防治措施

施工期废水主要包括施工人员生活污水、设备和管道清洗试压废水、设备和车辆冲洗废水等。



#### a 生活污水防治措施

本项目施工现场设置移动厕所，施工人员生活污水委托环卫公司清运处理。

#### b 管道清洗试压废水防治措施

加强施工期管理，终端内管道采用分段试压，减少试压废水的产生量。试压水循环利用，剩余的管道试压废水经沉淀池静置沉淀后回用于洒水除尘，不能利用的就近排入附近水塘。

#### c 设备和车辆冲洗废水防治措施

施工现场设备和车辆洗涤产生的废水较少，主要污染物为 SS。施工期加强现场管理，设备和车辆冲洗废水就地浇洒路面。

#### d 混凝土养护废水

混凝土需要定期洒水进行养护，用水量不大，污染物主要为悬浮物等，养护废水主要靠自然蒸发。

### 10.3.1.3 固体废物污染防治措施

施工期固体废物主要包括施工人员生活垃圾及施工垃圾等。针对不同固体废物在施工现场应采取定点临时堆放，分类收集，分别处理的防治措施。

#### a 生活垃圾处理措施

在施工现场设置生活垃圾收集箱，施工人员施工期间产生的生活垃圾收集后由园区环卫部门统一收集外运处理。

#### b 施工垃圾处置措施

项目施工过程产生的施工垃圾主要是废包装物、边角料、焊头等金属类废弃物，以及管道刷漆及防腐过程中产生的废油漆、防腐涂料桶、少量沾过涂料的破布等危险废物。

废包装物、边角料、焊头等金属类废弃物不属于危险废物，在施工现场不得随意丢弃，集中收集后进行回收利用，不能回收利用的由施工方合理处置。

废油漆、防腐涂料桶、少量沾过涂料的破布等危险废物，按照危险废物管理规定进行收集，外委有资质的单位进行处置。

建筑垃圾主要是废混凝土、砂石、板材等，不属于有毒、有害类垃圾。施工垃圾和建筑垃圾在施工现场集中收集后进行回收利用或合理处置。

### 10.3.1.4 施工噪声防治措施

项目周围 200m 范围内没有声环境敏感目标，噪声源是来自施工机械和运输



车辆产生的噪声。施工期机械噪声和交通噪声对环境的影响较大，交通运输工具是流动声源，对环境的影响面较广，同时对环境的影响明显具有短期性特征。为减轻施工噪声对环境的影响，施工期应做好如下施工噪声防治工作，以最大限度地减少对环境的影响。

(1) 施工单位应当按时向当地生态环境部门申报本工程施工场所、期限、噪声值以及所采取的防治措施。

(2) 加强施工管理，合理安排高噪声施工作业的时间。夜间施工应向当地环保部门申请，批准后才能根据规定施工，控制作业时间，避免出现夜间扰民现象。

(3) 工地周围设立围护屏障，同时也可在高噪声设备附近加设可移动的简易隔声屏，尽可能减少设备噪声对环境的影响。

(4) 施工机械设备优先选用低噪声设备，对机械设备和运输车辆进行定期的维修和养护，确保施工设备和车辆均能正常运行，减轻设备噪声影响。

(5) 加强施工区附近交通管理，避免交通堵塞而增加的车辆鸣号，运输车辆的进出应合理选择进、出路线，减少车辆运输噪声对道路沿线的影响。

#### 10.3.1.5 施工期土壤保护措施

本项目对施工期产生的废水进行合理的治理和综合利用，以先进工艺、设备对污水贮存和处理，尽可能从源头上减少污染物泄漏的可能性和泄漏量。

施工期对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械油料泄漏，但在机械故障的情况下可能产生少量污油，因此，在机械维修时，应把产生的污油收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。加强施工期固废管理，避免造成土壤污染影响。

#### 10.3.1.6 施工期生态保护措施

##### a 土地利用现有格局保护和恢复措施

(1) 施工作业范围以满足施工要求为主，节约土地，减少破坏植被；

(2) 按设计标准规定，严格控制施工作业范围，不得超过作业标准规定，全部在征地范围内作业以减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积；

(3) 现场施工作业机械应严格管理，划定活动范围，不得在道路和施工作业





业场地以外的地方行驶和作业，保持路外植被不被破坏。

#### b 生物多样性保护措施

（1）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏滨州终端周边区域的生态环境；

（2）禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作；

（3）施工期要加大对保护野生动物的宣传力度，大力宣传鸟类、两栖、爬行动物等对农林卫生业的作用；禁止捕杀鸟类、两栖和爬行动物等；

（4）在车辆行驶中，遇见动物通过时，应避让，施工结束后，应采取相应的恢复替代措施，如对破坏植被的恢复等；

（5）尽量避免高强度噪声的机械设备同时使用，避免夜间高亮度灯照明，尽量降低对鸟类产生影响。严禁施工人员在评价区域内猎鸟、捕鸟、毒鸟，积极开展“爱鸟护鸟”的宣传活动，使得人类与鸟类更好和谐共处；

#### c 植被保护及恢复措施

##### （1）植被保护措施

根据现场踏勘，没有发现需要特别保护的树种，在具体施工中，如发现特别需保护的树种并且无法避让时，应进行移栽。

建立完善的管理体系，不随意砍伐植物，在施工的过程中，如发现国家重点保护植物，要报告当地生态环境保护部门，立即组织挽救，移栽他处。

##### （2）植被恢复措施

施工中应加强施工管理，对边界以外的植被应不破坏或尽量减少破坏，使水保、绿化、美化、环保有机结合为一体。

#### d 对水土流失的防治

（1）优化主体工程设计，在既保证主体工程顺利施工的条件下，同时兼顾水土保持的要求。

（2）规范施工程序，优化施工组织和施工工艺。合理安排施工时序，尽量缩短施工工期，减少疏松地面的裸露时间；尽量避开雨季施工，适时开挖，减轻施工期造成的水土流失。修建临时性围墙封闭施工，将水土流失尽量控制在项目区内进行防治。

（3）增加临时排水措施和沉沙池工程。本项目全面扰动地表，施工建设期





土体裸露面积大、裸露时间较长，雨季易产生严重水土流失，因此在采取永久性防治措施之前，应采取临时性措施，控制施工期水土流失。

#### e 加强工程的环境保护监理工作

加强施工期的环境监理工作，对建设项目实施专业化的环境保护咨询和技术服务，协助和指导建设单位全面落实建设项目各项环保措施。

##### （1）建设单位

1) 加强工程监理的招投标工作，保证合理的监理费用，使工程监理单位能够独立开展工程质量、环境保护的监理工作。

2) 通过招标选择优秀的监理队伍，严把监理上岗资质关、能力关，明确提出配备具有一定环保素质的工程技术人员以及相应的检测设备的要求。

3) 保证工程监理工作的正常条件和独立行使监理功能的权利，并将其包括环境监理在内的监理权力的内容明确通告施工单位。

4) 建立工程监理监督的有效体制，杜绝监理人员的不端行为。

##### （2）工程监理单位

1) 按监理合同配备具有一定的环保素质的监理人员，并就监理服务的内容强化所有现场监理人员的环境保护知识培训，提高监理人员的环保专业技能。

2) 监督符合环保要求的施工组织计划的实施，工程变更必须经过环保论证，经监理单位审批后方可实施。

3) 监理单位应加大对生态环境影响较大的土方工程监理力度，避免土壤资源浪费和土壤侵蚀现象的发生。

4) 在施工单位自检基础上，进行其环境保护工作的终检、评定和验收，确保工程正常、有序地进行。

### 10.3.2 运营期环境保护措施

#### 10.3.2.1 废气污染防治措施

生产中产生的废气主要有有组织排放废气和无组织排放废气两类。有组织排放废气包括导热油炉燃烧产生的烟气、工艺废气和火炬排放的燃烧烟气，其主要污染物是  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、颗粒物和 非甲烷总烃。无组织排放废气来自工艺加工区、储罐区、装车区的动静密封点泄漏以及循环水场和污水处理过程，其主要污染物是非甲烷总烃。

终端有组织排放废气的处理措施有：采用低硫燃料和高效低  $\text{NO}_x$  燃烧火嘴；



工艺废气净化；高空排放；火炬燃烧等。

终端无组织排放废气的处理措施有：采用防泄漏的装置或设备；密闭操作；集中收集处理等。

#### a 燃烧烟气的排放控制措施

滨州终端现有导热油炉燃烧烟气的大气污染物主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物（VOCs），通过控制燃料中含硫量减少二氧化硫排放，通过采用低氮燃烧及烟气再循环技术减少氮氧化物排放。

本项目新建导热油炉燃烧烟气的大气污染物主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物（VOCs），分别经导热油炉排气筒（DA010~DA012）排放，排气筒高度为 35m。

终端燃烧烟气通过控制燃料中含硫量减少二氧化硫排放，采用低氮燃烧技术减少氮氧化物排放。

##### （1）二氧化硫控制措施

终端导热油炉使用燃料以天然气处理装置合格的产品气为主、段塞流捕集器分离出的气相作为补充，燃料气经调压至 400kPaA 计量后进入缓冲罐，缓冲分离液相后，送至导热油炉单元作为导热油炉燃料。天然气质量满足《天然气》（GB17820-2018）中一类气的标准。天然气中硫化氢含量 $\leq 6\text{mg/m}^3$ ，总硫含量小于 $\leq 20\text{mg/m}^3$ ，从源头控制  $\text{SO}_2$  的产生。

##### （2）氮氧化物控制措施

终端每台导热油炉设全自动天然气燃烧器，配备有火焰监测、自动点火、熄火保护、超温保护、燃气低压保护装置，燃气阀组设置在炉前，每台炉燃烧器前设堵断放空措施。采用低氮型燃烧器控制  $\text{NO}_x$  的生成，低氮燃烧技术主要是通过降低空气过剩系数，来降低燃料周围氧的浓度，在过剩空气少的情况下降低温度峰值以减少“热力型  $\text{NO}_x$ ”；同时在氧浓度较低情况下，增加可燃物在火焰前峰和反应区中停留的时间以控制“热力型  $\text{NO}_x$ ”的生成。本项目采用的低氮燃烧技术属于参考的《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》

（HJ953-2018）中可行技术，通过以上控制措施，项目导热油炉氮氧化物排放浓度可以满足相关标准要求。

##### （3）处理效果分析

根据现有工程监测结果，类比现有工程 3 台导热油炉，二氧化硫和颗粒物



排放浓度均为未检出，氮氧化物排放浓度最大为  $45\text{mg}/\text{m}^3$ 。因此， $\text{SO}_2$ 、氮氧化物和颗粒物满足山东省《锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）中表 2 重点控制区大气污染物排放浓度限值排放限值要求（氮氧化物（以  $\text{NO}_2$  计）为  $100\text{mg}/\text{m}^3$ ，颗粒物为  $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫为  $50\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

#### b 污水处理站有机废气

本项目后期工程污水处理站规模扩建后，污水处理储存、处理处置过程逸散废气收集后送至现有污水处理站 VOCs 处理单元处理后，经污水处理站排气筒（DA006）达标排放。VOCs 处理单元采用“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附”工艺，废气处理能力为  $300\text{Nm}^3/\text{h}$ ，设计处理效率为 90%。参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017），本项目拟采用的有机废气处理技术属于可行技术。根据校核，污水处理站有机废气处理设施满足本项目新增废水量产生的有机废气处理要求。根据现有工程回顾章节实际监测情况，结合本项目工程分析，处理后 VOCs 排放浓度及速率满足《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/2801.7—2019）、硫化氢、氨排放速率及臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）（硫化氢为  $0.33\text{kg}/\text{h}$ ，氨为  $4.9\text{kg}/\text{h}$ ，臭气浓度为  $2000\text{kg}/\text{h}$ ），非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）。

#### c 无组织废气减排措施

##### （1）从装置设备及工艺加以控制

终端全厂无组织排放的烃类污染源包括工艺加工区、储罐区、装车区的动静密封点泄漏，循环水场和污水处理过程，危废厂区暂存间存储过程。为减少烃类无组织排放，本项目中原料和产品的输送均采用密闭管道，对生产装置和设备，在材料上选择耐腐蚀的材料以及可靠的密封技术；强化工艺管理，减少操作损耗。

##### 1) 闭式排放系统

闭式排放系统用于收集进站预分离单元、天然气脱酸单元带压排放的油水混合物以及燃料气分液罐内分离出的液体，进入闭式排放罐的含水污油经污油泵进入凝液稳定系统分液。

##### 2) 压力输送工艺

终端原料、产品厂区内转移输送采用压力管道输送，减少了挥发性有机物



的排放，同时增强对管道的材质和防腐要求。

#### （2）设备动静密封点泄漏环保治理措施

1) 采用优质的设备、管道和密封件，以减少因这些设备、材料和密封件损坏产生的废气无组织排放；

2) 加强设备安装质量的管控，特别是设备、管道焊接、密封的安装质量，避免因设备管道焊接不密、密封不牢引起的废气无组织排放；

3) 加强设备、管道等设备设施的日常巡查和维护管理，确保设备损坏及时发现、及时停用、及时维修，严禁设备及管道等设施“带病”运行。

4) 企业定期开展泄漏与检测修复“LDAR”工作，加强对装置的维护和保养工作。

#### （3）废水集输、储存、处理处置过程逸散环保治理措施

废水处理站有机废气密闭收集输送，采用“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附床”工艺处理，极大减少生产水处理过程中 VOCs 的逸散。

#### （4）有机液体储罐挥发排放环保治理措施

参考《挥发性有机物无组织排放控制标准》关于“挥发性有机液体储罐”相关要求，本项目新建甲醇储罐容积为 30m<sup>3</sup>，采用卧式固定顶罐，符合要求。同时企业定期开展泄漏与检测修复“LDAR”工作，加强对储罐的维护和保养工作。

#### （5）装载系统环保治理措施

本项目拟改造装车系统，产品储罐均为压力储罐，储罐及装车设施均设置气相返回线，采用气相平衡系统，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求。

### 10.3.2.2 废水污染治理措施分析

终端厂内工程污水防治是通过循环利用、清污分流、污污分流、分类处理、达标排放等措施，达到降低新鲜水消耗，减少外排废水的目的。废水的类别按水质分为生产废水、初期雨水及生活污水等。生产废水中的工艺废水、地面冲洗水收集后排入污水处理站进行除油预处理，送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。循环冷却水系统排污水和除盐水处理装置脱盐废水收集至污水监控池，与处理后含油污水一起送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。

初期雨水通过收水口收集，装车区的初期雨水通过截水沟收集，收集后的





含油雨水通过管道排入罐区、装置区、装车区外的水封井后进入阀池，阀池内设有切换阀排至含油雨水收集池。初期雨水进入终端含油污水处理单元进行预处理后，排至滨州临港化工园区污水处理厂进行处理。

生活污水经化粪池沉淀，排放至滨州临港化工产业园污水处理厂。污水防治措施具体分析如下：

#### a 污水处理可行性分析

本项目前期工程建成后，依托滨州终端现有污水处理站，采用“除油罐+紧凑式气浮撬+核桃壳过滤撬+监控池”处理工艺，用于处理厂区含油污水系统收集的含油污水，满足前期工程改扩建需求；后期工程建成后，滨州终端污水处理站，设计处理规模增大至  $30\text{m}^3/\text{h}$ ，规模增大后满足后期工程改扩建需求。

##### （1）处理能力分析

滨州终端生产污水（除循环水系统排污水、脱盐废水）依托污水处理站进行预处理，根据《渤中 19-6 气田 I 期开发项目环境影响报告书》、《渤中 19-6 气田 II 期、渤中 25-1/南油田 5 井区调整/渤中 25-1 油田沙三段开发项目环境影响报告书》，滨州终端现有生产污水（除循环水系统排污水）产生量约  $121516\text{m}^3/\text{a}$ （折合  $14.47\text{m}^3/\text{h}$ ），本项目前期工程建成后新增生产污水（除循环水系统排污水）产生量约  $25581.55\text{m}^3/\text{a}$ （折合  $3.05\text{m}^3/\text{h}$ ），本项目后期工程建成后新增生产污水（除循环水系统排污水、脱盐废水）产生量约  $99752.55\text{m}^3/\text{a}$ （折合  $11.88\text{m}^3/\text{h}$ ），本次改扩建后，滨州终端生产污水（除循环水系统排污水、脱盐废水）产生量共为  $26.35\text{m}^3/\text{h}$ ，现有滨州终端污水处理站的处理规模（ $20\text{m}^3/\text{h}$ ），项目后期工程拟增加一具  $10\text{m}^3/\text{h}$  气浮撬，与现有气浮撬并联运行。核桃壳过滤器 2 台直径  $1200\text{mm}$ ，后期工程核桃壳滤速增加至  $12\text{m}^3/\text{h}$ ，满足规范要求；外输泵的外输能力为  $1680\text{m}^3/\text{d}$ ，除油罐、核桃壳过滤器的规模和污水外输能力可满足后期工程的含油污水处理要求。因此，本项目投产后污水处理站规模扩建至  $30\text{m}^3/\text{h}$ ，整体工艺流程与现有工程一致，处理能力可以满足本项目需求。

##### （2）处理工艺

含油生产污水（含油  $<200\text{mg}/\text{L}$ ）进入除油罐，调节罐出水（含油  $<80\text{mg}/\text{L}$ ）。除油罐采用立式自然除油罐，内设浮动环流收油器及负压吸泥设备。浮动环流收油器上部设有均布喷头的环形配水管，来水进浮动环流收油器的环形配水管，通过喷头喷出形成罐内上表面的水力环流，利用水和油的密度差将油水分离，





油集中在中部，通过设在中央的自动浮动收集装置收集，然后经下部连接的软管，从罐底部排出。

除油罐出水通过泵提升进入紧凑式气浮撬，进一步除油后出水（含油 $\leq 30\text{mg/L}$ ）利用余压进入核桃壳过滤撬，在此进一步除油，其出水（含油 $\leq 10\text{mg/L}$ ）自流进监控水池。

循环水系统排污水泵送至监控水池。

### （3）工作原理及可行性

除油罐工作原理：水中粒径较大的油粒在油水相对密度差的作用下首先上浮至油层，粒径小的油粒随水向下流动，在此过程中，一部分小油粒由于自身在静水中上浮速度不同及水流速度梯度的推动，不断碰撞聚结成大油粒而上浮，无上浮能力的部分小油粒随水进入集水管，流出除油罐后进入下一个工序。

紧凑式气浮工作原理：主要是利用微气泡发生装置在污水中通入大量的、高度分散的微气泡，使之作为载体与悬浮在水中的颗粒（油滴）或絮状物粘附，形成整体密度小于水的浮体，依靠浮力作用一起上浮到水面，形成浮渣后去除，来达到水中固体与液体、液体与液体分离的净水方法。

核桃壳过滤器工作原理：含油污水经核桃壳过滤器上部进入过滤器，通过布水装置在核桃壳滤料表面均匀给水，经核桃壳滤层自上而下过滤，由于核桃壳滤料具有较强的吸附能力，油分与核桃壳滤料充分接触而被吸附在滤层表面，同时悬浮固体在通过核桃壳滤料层时被核桃壳滤料拦截而被滤除，洁净水由过滤器底部排出。

根据现有工程监测结果分析，滨州终端现有废水处理站出水监测结果满足相关标准要求，进水水质不变及处理规模满足的情况下，本项目依托现有废水处理站可行。

## b 临港化工产业园污水处理厂依托可行性分析

### （1）园区污水处理厂概况

《滨州临港化工产业园污水处理及回用一体化项目环境影响报告书》于 2019 年 12 月 20 日获得滨州北海经济开发区环境保护局批文（滨北海环字（2019）41 号）。

临港化工产业园污水处理厂设计处理规模  $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“调节罐+气浮+水解酸化+两级 A/O 生化+二沉池+多介质过滤器+臭氧催化氧化+曝气生物滤池+



多介质过滤器”处理工艺，尾水经北海新区人工湿地进一步净化后外排至郝家沟。其中“调节罐—气浮池—水解酸化”工艺，通过气浮去除废水中的悬浮物及石油类等污染物，再经水解酸化等提高废水可生化性；选取 2 级 A/O（活性污泥法）作为二级处理工艺，基于园区进水 COD 低、BOD 低，总磷低，氨氮高，A/O（活性污泥法）工艺具有脱氮效果好，抗冲击负荷能力强，运行灵活可靠，能耗低，投资低等特点。鉴于园区主要为工业废水，污水中含有难以生物降解的溶解性较多的有机物，因此在常规的深度处理工艺之前，考虑对难以生物降解的溶解性有机物进行针对性的去除，因此在深度处理阶段设多介质过滤器+臭氧氧化+曝气生物滤池。

## （2）排水水质可行性

滨州终端废水排放执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 中三级标准限值与滨州临港化工产业园污水处理厂纳管标准限值之间较严者，具体见表 10.2-1。

“除油罐+紧凑型气浮装置+核桃壳过滤器”属于含油污水处理系统除油常用的成熟工艺，处理后本项目厂区总排口排放废水中 COD 平均排放浓度 500mg/L、SS 平均排放浓度 400mg/L、硫化物平均排放浓度 1mg/L，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 中三级标准要求。氨氮平均排放浓度 45mg/L、总氮平均排放浓度 55mg/L、BOD<sub>5</sub> 平均排放浓度 250mg/L、石油类平均排放浓度 10mg/L，满足临港化工产业园污水处理厂进水指标要求。



表 10.2-1 项目排水水质与污水处理厂收水水质对比表

名称	废水量 (m³/a)	主要污染物		执行标准		是否 符合
		名称	排放浓度 (mg/L)	标准限值 (mg/L)	标准名称	
厂区 总排口	431545.1（含 现有工程 196713.5，本 项目 234831.6）	COD		500	《污水综合排放标 准》（GB8978-1996） 表 4 中三级标准限值	符合
		pH		6~9		
		阴离子表面 活性剂		20		
		动植物油		100		
		挥发酚		2.0		
		硫化物		1.0	滨州临港化工产业园 污水处理厂纳管标准 限值	
		氨氮		60		
		SS		400		
		总磷（以 P 计）		1.0		
		全盐量		5000		
		总氮		120		
		BOD <sub>5</sub>		250		
		石油类		10		

### (3) 处理能力依托可行性

临港化工产业园污水处理厂设计处理规模 10000m<sup>3</sup>/d, 服务范围内现有及其他在建项目废水产生量约 7000m<sup>3</sup>/d, 剩余处理能力约 3000m<sup>3</sup>/d。滨州终端现有废水产生量约 538.9m<sup>3</sup>/d, 本项目新增废水产生量约为 643.4m<sup>3</sup>/d, 本次改扩建后, 滨州终端废水产生量共为 1182.3m<sup>3</sup>/d, 小于临港化工产业园污水处理厂的剩余处理能力, 依托可行。

### (4) 处理效果分析

根据滨州临港产业园有限公司排污许可公示内容, 临港化工产业园污水处理厂实际出水排放浓度与排放量均满足其排污许可证规定的相关标准规范要求。综上, 本项目依托临港化工产业园污水处理厂可行。

#### 10.3.2.3 固体废物污染防治与控制措施

本项目产生的固体废物有危险废物、一般工业固废和生活垃圾等。按照《固体废物污染环境防治法》的“减量化、资源化、无害化”的原则, 对项目产生的固体废物进行防治。根据固体废物的性质和类别, 工程采用了厂家回收、委



托处置的方法予以处理/处置。

#### a 生活垃圾处理措施

滨州终端产生的生活垃圾，按照当地环卫部门的要求，厂内实行集中收集，委托园区环卫部门统一进行处理。

#### b 一般工业固体废物处理措施

##### （1）处理措施

本项目产生的一般工业废物主要为天然气预处理单元、脱水装置（II）、二氧化碳回收单元更换的分子筛及过滤介质，以及脱离子水系统产生的废石英砂、废活性炭、废渗透膜等。

除部分废分子筛及滤芯由厂家回收外，其余均外委处置。部分一般工业固体废物需在一般工业固体废物贮存间临时储存，贮存过程需满足防风、防雨、防渗等要求。

##### （2）管理要求

建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度，建立工业固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询，并采取防治工业固体废物污染环境的措施。

委托他人运输、利用、处置工业固体废物应当对受托方的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，在合同中约定污染防治要求。

#### c 危险废物处理措施

本项目产生的危险废物除即产即运外均分类收集后在现有的危废暂存间暂存，并委托有相应处置资质的单位处置。现有危废暂存间满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求。

##### （1）危险废物收集过程要求

危险废物在收集时，应清楚废物的类别及主要成分，以方便委托单位处理，根据危险废物的性质和形态，采用不同大小和不同材质的容器进行包装，所有包装容器应足够安全，并经过周密检验，严防在装载、搬移或运输途中出现渗漏、溢出、抛洒或挥发等情况。最后按照对危险废物交换和转移管理工作的要求，对危险废物进行安全包装，并在包装的明显位置附上危险废物标签。

##### （2）危险废物厂内临时贮存措施





本项目现有危险废物贮存间主要用于临时贮存产生后不能立即运走的危险废物。

挥发性有机液体以及沾染油污抹布、手套等可能产生挥发性有机废气的固废均分类装入密封桶中，分类堆放在暂存库中。

滨州终端现有危废暂存间最大贮存能力为\*\*t，前期工程投产后危险废物合计为\*\*t，危险废物平均储存周期为\*\*个月，每年转运次数约为\*次；后期工程投产后危险废物合计为\*\*t，危险废物平均储存周期为\*\*个月，每年转运次数约为\*\*次。综上，定期通知已签订委托合同的危废处置单位将产生的危险废物进行清运，暂存间容量可满足本项目危险废物临时贮存能力要求。

### （3）危险废物运输防治措施

危险废物运输中应做到以下几点：

- ①危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行；
- ②危险废物的运输车辆须经主管单位审查，并持有有关单位签发的许可证，负责运输的司机应通过培训，持有证明文件；
- ③承载危险废物的车辆须有明显的标志或适当的危险符号，以引起注意；
- ④载有危险废物的车辆在公路上行驶时，需持有运输许可证，其上应注明废物来源、性质和运往地点；
- ⑤组织危险废物的运输单位，事先需作出周密的运输计划和行驶路线，其中包括废物泄漏情况下有效的应急措施。

### （4）危险废物风险防范措施

本项目危险废物暂存依托现有危废暂存间，投产前与具备相应危险废物处置资质的单位山东蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司签订合同，转移过程执行《危险废物转移管理办法》的相关要求。废机油存放在密闭容器中，防止遗撒泄漏。

根据《固体废物污染环境防治法》，建设单位应当将危险废物的风险及风险防范措施纳入应急预案，并完成备案。

### （5）固体废物处置措施分析

危险废物收集、暂存和处置过程中，建设单位应严格按国家对危险废物收集、贮存和处置的法规标准进行，避免产生二次污染。建设单位在外委有资质单位处置危险废物前，应核实并确保外委单位资质和处理能力均满足本工程需求。危险废物的运输执行危险废物转移联单制度，保证运输安全，防止非法转





移和非法处置，保证危险废物的安全监控，防止危险废物污染事故发生。

在采取上述措施后，本项目产生的固体废物处置去向明确、合理，不会产生二次污染，因此固废处置措施是可行的。

#### 10.3.2.4 噪声治理措施

本项目运营期噪声源主要为终端内新增的机泵、压缩机等。设计上机泵等采用低噪声电机，供热系统鼓风机拟采用隔声、减振等控制措施，经预测分析，采用上述噪声防治措施后，项目厂界噪声能满足相应标准要求，且项目周围 200 米范围内无声环境敏感目标。建议在运营期间加强环境管理和监测，使工程措施有效实行。

（1）压缩机采用低噪声设备，设置减振设施，氧压缩机布置于室内，减少噪声污染。

（2）现有工程已在厂界进行绿化，减少噪声的危害，同时已设置实体围墙以降低场内噪声对外环境的影响。

（3）加强设备的维护，减少因不良运行产生的噪声。

采取以上措施后，厂界噪声值满足排放标准的要求，因此项目采取的噪声治理措施是可行的。

#### 10.3.2.5 生态环境保护措施

终端内绿化不仅能使人们的工作、生活环境优美，也能起到降噪作用。项目宜在不影响改扩建工程工作的前提下，在滨州终端适当位置可绿化之处植树种草。施工后期，及时对项目场地采取绿化措施，种植草皮、灌木和其它树木。

应对终端内的绿化植被和管道施工恢复的绿化带植被采取定期浇水、施肥等维护措施、确保其成活率。

#### 10.3.2.6 土壤污染防治与控制措施

##### （1）源头控制措施

1) 工艺装置区设备设施选用密闭性好的设备，加强生产运营管理，提高设备、池体等检修频率，防止跑冒滴漏。

2) 天然气处理装置等设备设施设置尽量采用“可视化”原则，即尽可能地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，从而减少土壤环境污染。

##### （2）过程防控措施

1) 严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）等要求进



行防渗，对不同分区采取了相应的主动防渗措施、进行了防渗系统设计施工，详见“地下水污染防治与控制措施”。

2) 收集事故废水及物料、受污染的初期雨水，可防止地面漫流对土壤环境的影响。

### (3) 跟踪监测

本项目土壤环境评价工作等级为三级，按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，必要时可开展跟踪监测。

### (4) 事故风险应急措施及应急监测

#### 1) 处理处置措施

发现泄漏污染后首先切断泄漏位置污染源，阻止污染源进一步对土壤的污染；其次以污染源泄漏点为中心调查确定土壤污染的空间范围；再次对污染土壤进行收集，并进行环保、无害化处理；最后，开展土壤污染监测，确保被污染的土壤全部被清理干净。

#### 2) 土壤应急监测

事故发生后，根据事故位置设置土壤的监测点，监测周期需要从事故发生至其后的半年至一年的时间内，定期监测土壤中石油烃含量，了解事故对土壤的污染情况。

### (5) 现有工程土壤环境保护措施

现有工程已经采取如下措施：

源头控制：现有工程段塞流捕集器、分离器均采用密闭性好的设备，储罐均进行防腐。定期进行设备、池体检查、管道巡查。

过程防控：球罐区地面整体浇筑混凝土，标号为 C30，厚 20cm，内配双层双向钢筋网；地面涂抹防火水泥浆，厚 2cm；工艺装置区地面整体浇筑混凝土，标号为 C30，厚 20cm，内配单层双向钢筋网；污水处理区污水池底板及壁板采用 C40 混凝土，垫层采用 C20 混凝土；池内敷设高密度聚乙烯（HDPE）膜防渗层。

## 10.3.2.7 地下水污染防治与控制措施

### a 防治原则

针对项目可能发生的地下水污染，本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入



渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

主动控制，即从源头控制措施，主要包括在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防治和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

被动控制，即末端控制措施，主要包括装置区内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防治洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至污水处理场处理。

#### （1）源头控制措施

主要包括在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度：管道敷设尽量采用“可视化”原则，即管道尽可能地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少由于埋地管道泄漏而造成的地下水污染。

#### （2）分区防控措施

主要包括厂内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至项目污水预处理场处理：分区防控采取分区防渗，重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区防渗措施有区别的防渗原则。

#### （3）污染监控体系

实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制。

#### （4）应急响应措施

一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

### b 污染防治与控制措施

#### （1）源头控制

本项目设计执行国家、行业、地方各相关法律、法规和标准规范，做到安全设施与主体工程同时设计，不留隐患，在预防事故措施、控制事故措施、减少与消除事故影响措施方面严格把关，实现长期、安全、稳定生产，保障职工



人身安全与健康。

## ● 防泄漏

1) 本项目设计为密闭系统，工艺物料在操作条件下处于密闭的设备和管道中。根据介质特性和操作条件，合理选择设备材质，防止设备因超温、超压、腐蚀等原因引起的泄漏。设计考虑必要的操作裕度和弹性，以适应加工负荷变化的需要。根据物料特性选用符合要求的优质垫片，以减少管道、设备密封泄漏。

2) 按照《压力管道安全技术监察规程-工业管道》（TSG D0001-2009）、《压力管道规范 工业管道》（GB/T 20801）等规范进行压力管道设计，合理选择管道材质、阀门类型、管道连接方式等，防止管道因腐蚀、超压等原因引起的泄漏。对输送易燃、易爆介质的管线，尽量采用焊接连接型式。合理选用法兰、螺栓（母）垫片、阀门的形式和等级，严防泄漏。管道、设备、储罐、阀门及其它管件的质量应符合要求，确保设备的高度密封性，杜绝管线、法兰、阀门等泄漏。

3) 在设备和管线的排放口、采样口等排放阀设计时，通过加装盲板、丝堵、管帽、双阀等措施，减少泄漏的可能性。公用工程管道与可燃气体、可燃液体的管道或设备连接时，在间歇使用的公用工程管道上设两道切断阀，并在两阀间设检查阀。

4) 设备和管道的排凝采用密闭排放，其中天然气凝液密排至污油罐，胺液密排至胺液配置回收罐。

5) 本工程设计中选用成熟可靠的工艺流程，并在装置操作的关键部位设置事故报警、安全泄放设施及液位高低限报警等系统。危险化学品储存装置采取相应的安全技术措施，如高、低液位报警和高高、低低液位联锁以及紧急切断装置等。

6) 按安全控制要求设置自动化控制系统、安全联锁或紧急停车系统和可燃及有毒气体泄漏检测报警系统。紧急停车系统、安全联锁保护系统要符合功能安全等级要求。

7) 按照设计规范设置必要的安全泄放阀，有毒、可燃气体的安全泄压排放采取密闭措施设计。可燃气体设备安全阀出口泄放至火炬系统。

8) 在有可能发生物料倒流造成事故的管道、设备处设置单向阀。





## ● 防腐蚀

地上管线进行外表面防腐，外防腐蚀涂料具有耐潮湿、耐“盐雾”腐、耐日晒的特点。管道防腐符合《石油化工设备和管道涂料防腐蚀设计标准》（SH/T3022-2019）。

## ● 设备及管道

本项目压力容器设计符合《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSG R 21-2016）、《压力容器》（GB/T 150-2011）等规范的要求。设计文件对设备的材质、制造、检验与验收均提出相应的要求。

项目压力管道设计符合国家标准《压力管道安全技术监察规程-工业管道》（TSG D0001-2009）、《压力管道规范 工业管道》（GB/T 20801）等规范的要求。

### （2）分区防控

## ● 防渗分区

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），“已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行”，本项目终端工程的工艺装置、罐区、污水处理系统等设施，与石油化工工程的相关区域功能一致，故在其设计阶段参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934）执行防渗要求。

为了避免工程事故造成地下水污染，参照《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T 50934-2013），将厂区内生产单元划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区。厂内危险废物临时贮存场按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）划分为特殊污染防治区。

本项目在滨州终端内进行改建，终端污染防治区划分详见表 10.2-2 和图 10.2-2。滨州终端扩建工程前期阶段主要包括天然气处理装置扩容改造、新增 1 套脱酸装置、1 套返输装置、1 座脱盐水处理站等，其他环保工程、公辅工程等依托现有工程；后期阶段主要包括新增 1 套天然气处理装置、1 套返输装置和配套相关储运、公用工程等，部分依托现有工程。新建工程污染防治区划分参照《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T 50934-2013）。

表 10.2-2 滨州终端厂区污染防治分区划分表

序	装置、单元	污染防治区域及部位	依据	依据 HJ610	备注
---	-------	-----------	----	----------	----





号	名称		GB/T50934 污染防治区 类别	天然包 气带防 污性能	污染物 控制难 易程度	污染 物类 型	污染防 治区类 别	
1	工艺装置区	工艺装置区界内地面	一般	弱	易	其他	一般	/
2	段塞流捕集区	段塞流捕集区界内地面	一般					/
3	丙烷罐区、 丁烷及稳定 轻烃罐区	防火堤内地面及防火堤	一般					/
4	装车区	装车栈台界区内地面	一般					/
5	泵棚、阀组 间	泵棚、阀组间的地面	一般					/
6	热煤供热系 统	热煤供热系统界内地 面	一般					/
7	污油罐	地下污油罐基础的底 板及壁板	重点					/
8	循环水场	循环水池的底板及壁 板	重点					/
9		循环水泵棚内地面	一般					/
10	污水处理设 施	污水处理设施池体的 底板及壁板	重点					/
11		污水处理设施界内地 面	一般					/
12	污染雨水池	污染雨水池的底板及 壁板	重点					/
13	事故水池及 雨水监控池	事故水池及雨水监控 池的底板及壁板	一般					/
14	库房及维修 车间、分析 化验室	房间内地面	一般					/
15	地下管道	地下含油污水管道	重点					/
16	工艺装置区	工艺装置区界内地面	一般	弱	易	其他	一般	扩建
17	装车区	装车栈台界区内地面	一般		易		一般	扩建
18	雨水监控池	雨水监控池的底板及 壁板	一般		易		一般	新建
19	脱盐车站	脱盐车站撬装区界内 地面	一般		易		一般	新建
20	地下管道	地下含油污水管道	重点		难		一般	新建

图 10.2-2 陆上终端厂区污染防治分区示意

### ● 防渗措施设计要求

依据《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T 50934-2013），本项目污染防治区地下水防渗工程的设计应符合下列规定：



污染防治区应设置防渗层，防渗层的设计使用年限不应低于其主体的设计使用年限；一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为  $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$  的粘土层的防渗性能；重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为  $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$  的粘土层的防渗性能。

### c 污染监控

本项目地下水污染监控纳入渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程，满足《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）相关要求，渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程滨州终端场地布置 3 眼地下水监控井，相对位置、井深、井孔结构等详见表 10.2-3 和图 10.2-3。

表 10.2-3 地下水监控井基本情况表

孔号	相对位置	孔深 (m)	井孔结构	监测层位	监测频率	监测内容
MW1	终端场区南侧	16m	孔径 260mm，管径 160mm，孔口以下 1.0m 采用粘土止水，中部滤水管，底部 1.0m 沉砂管	浅层水	1 次/半年	K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> （钠）、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> （氯化物）、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> （硫酸盐）、pH 值、总硬度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）、溶解性总固体、铁、锰、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（COD <sub>Mn</sub> 法，以 O <sub>2</sub> 计）、氨氮（以 N 计）、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、氟化物、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、钡和石油类。
MW2	终端场区北侧	15m				
MW3	终端场区东侧	16m				

图 10.2-3 地下水监测井布置图

### d 应急响应

#### （1）应急预案

在制定全厂企业安全环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事件应急措施，并应与其它应急预案相协调。

地下水应急预案应包括以下内容：

- ①应急预案的日常协调和指挥机构；
- ②企业内部人员在应急预案中的职责和分工，应急技能培训及演练；
- ③采取的紧急处置措施和潜在污染源评估；



④应急救援组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习；

⑤超出企业应急能力应请求专业技术资源支持。

地下水应急预案详见表 10.2-4。

表 10.2-4 地下水污染应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	总则	-
2	污染源概况	详述污染源类型、数量及其分布
3	应急计划区	列出危险目标：生产装置区、辅助设施、公用工程区、环境保护目标，在聚集区总图中标明位置。
4	应急组织	应急指挥部—负责现场全面指挥专业救援队伍—负责事故控制、救援、善后处理；专业监测队伍负责对厂监测站的支援。
5	应急状态分类及应急响应程序	规定地下水污染事故的级别及相应的应急分类响应程序。按照突发环境事件严重性和紧急程度，该预案将突发环境事件分为特别重大环境事件（Ⅰ级）、重大环境事件（Ⅱ级）、较大环境事件（Ⅲ级）和一般环境事件（Ⅳ级）四级。
6	应急设施、设备与材料	防有毒有害物质外溢、扩散的应急设施、设备与材料。
7	应急通讯、通讯和交通	规定应急状态下的通讯方式、通知方式和交通保障、管制。
8	应急环境监测及事故后评估	由环境监测单位进行现场地下水环境进行监测。 对事故性质与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据。
9	应急防护措施、清除泄漏措施方法和器材	事故现场：控制事故、防止扩大、蔓延及链锁反应。清除现场泄漏物，降低危害，相应的设施器材配备。 邻近区域：控制污染区域，控制和清除污染措施及相应设备配备。
10	应急状态终止与恢复措施	规定应急状态终止程序。 事故现场善后处理，恢复措施。 邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施。 建立重大环境事故责任追究、奖惩制度。
11	人员培训与演练	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练。
12	记录和报告	设置应急事故专门记录，建档案和专门报告制度，设专门部门和负责管理。
13	附件	与应急事故有关的多种附件材料的准备和形成。

## （2）应急处置

当厂区发生污染泄漏事件或地下水污染监控系统发现明显地下水污染，必须按照应急预案马上采取紧急措施，分述如下：

①当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报公司主管领导，并及时向有关政府部门及当地的环境保护部门报告，通过监测井监测密切关注地下水水质变化情况。

②同时组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生点、分析事故原因，尽量将紧急事件局部化，如可能应予以消除，采取包括切断生



产装置或设施等措施，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对环境的影响。

③当通过监测发现对周围地下水造成污染时，根据观测井的反馈信息，对污染区地下水进行人工抽采等水力控制措施，控制污染区地下水流场，防止污染物扩散，并抽取已污染的地下水送至事故池，并对污水进行采样分析，根据污染情况和污水处理场的处理能力，选择送污水处理场或外送至其他有资质的单位处理。

④对突发环境事件中污染的土壤和地下水，应根据《建设用地土壤修复技术导则》（HJ 25.4-2019）、《污染地块地下水修复和风险管控技术导则》（HJ 25.6-2019）等系列导则的要求，同时结合场地现状，依次开展场地环境调查，确定场地土壤和地下水污染范围和程度，再进行污染场地风险评估，明确现在和未来场地利用可能产生的健康风险水平，提出污染物修复目标值，确定场地土壤和地下水的修复范围，最后筛选修复技术和制定修复方案，开展污染场地的修复工程。

⑤对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

地下水污染具有不易被发现和一旦发生污染事故很难治理的特点，因此，防止地下水污染应遵循源头控制、分区防治、污染监测及事故应急处理的主动及被动相结合的原则。地下水污染调查及污染修复是一项专业性较强的工作，一旦发生污染事故，应委托具有地下水污染事故处理经验的单位协助指导，查明并修复污染地区土壤、地下水。

### 10.3.3 环保设施“三同时”竣工验收建议

项目竣工环境保护设施“三同时”验收内容见表 10.4-5。

表 10.4-5 项目竣工环境保护设施“三同时”验收建议

项目	污染源	污染物	治理措施	排放限值	验收标准
施工期					
废气	施工扬尘	TSP	道路硬化、施工围挡、土方覆盖、洒水、车辆冲洗等防尘抑尘措施	/	/
	作业机械和车辆废气	CO、NO <sub>x</sub> 、VOCs 等	加强维护管理	/	/
	设备安装、管道	焊接烟尘	加强现场管理	/	/



	连接焊接				
	管道刷漆及防腐等喷涂废气	挥发性有机物	加强现场管理，采取高效的喷涂工艺	/	/
废水	施工人员生活污水	COD、BOD5、总氮、氨氮、SS 等	委托环卫公司清运处理	/	/
	管道清洗试压废水	悬浮物和少量铁锈、焊渣等	试压水循环利用，剩余的管道试压废水经沉淀池静置沉淀后回用于洒水除尘，不能利用的就近排入附近水塘	/	/
	混凝土养护废水	悬浮物	混凝土需要定期洒水进行养护，用水量不大，污染物主要为悬浮物等，养护废水主要靠自然蒸发	/	/
	设备和车辆冲洗废水	SS	加强现场管理，设备和车辆冲洗废水就地浇洒路面	/	/
噪声	施工机械、设备、车辆噪声	A 声级	选用低噪声的施工设备，合理安排施工时间、加强维护保养等	昼间 ≤70dB(A) 夜间 ≤55dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放限值》（GB12523-2011）
固体废物	人员施工期生活垃圾	生活垃圾	由园区环卫部门统一收集外运处理	/	/
	建筑垃圾	废混凝土、砂石、板材等	集中收集后进行回收利用	/	/
	工程施工	废包装物、边角料、焊头等金属类废弃物		/	/
	管道刷漆及防腐	废油漆、防腐涂料桶、少量沾过涂料的破布等危险废物	按照危险废物管理规定进行收集，外委有资质的单位山东蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处置	/	/
生态	施工占地		严格控制施工占用土地，施工结束后恢复土地利用原有格局。	/	/
	生物多样性保护		加强施工管理，尽可能缩窄施工作业	/	/





			带宽度，尽量避免高强度噪声的机械设备同时使用，避免夜间高亮度灯照明。		
	植被保护		加强施工管理，施工结束后应根据气候条件，采取适宜的乔灌木进行绿化。	/	/
	水土流失		加强施工管理	/	/
运营期					
废气	导热油炉 排气筒 DA010、 DA011、 DA012	颗粒物	采用天然气清洁能源，低氮型燃烧	10mg/m <sup>3</sup>	山东省《锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）中表 2 重点控制区大气污染物排放浓度限值
		氮氧化物（以 NO <sub>2</sub> 计）		100mg/m <sup>3</sup>	
		二氧化硫		50mg/m <sup>3</sup>	
		烟气林格曼黑度（级）		1 级	
	污水处理站排气筒 DA006	VOCs	喷淋床+生物滤床+活性炭吸附床	60	《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/ 2801.7—2019）
		非甲烷总烃		去除率≥80%	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）
		硫化氢		0.33kg/h	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
		氨		4.9kg/h	
		臭气浓度		2000（无量纲）	
废水	生产废水、初期雨水及生活污水等	pH 值	含油生产废水依托滨州终端污水处理站预处理，循环水系统排污水、脱盐废水排入滨州终端污水处理站的污水监控池，监控合格后与生活污水一起排入临港化工产业园污水处理厂处理。	6~9	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 4 中三级标准限值
		化学需氧量		500	
		硫化物		1.0	
		阴离子表面活性剂		20	
		动植物油		100	
		挥发酚		2.0	
		氨氮（NH <sub>3</sub> -N）		60	滨州临港化工产业园污水处理厂排水协议
		总磷（以 P 计）		1.0	
		石油类		10	
		五日生化需氧量		250	
		总氮（以 N 计）		120	



		悬浮物		400	
		全盐量		5000	
噪声	设备运转	dB (A)	选用低噪声设备、 采用基础减振等	昼间 ≤65dB(A) 夜间 ≤55dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 3 类标准
固体废物	生活垃圾			环卫部门处理	
	分子筛干燥器废分子筛、分子筛出口过滤分离器废滤芯等			厂家回收	
	脱汞塔废活性炭、汞吸附器出口过滤器废滤芯等			外委有资质单位处置	
	含油检修废物、废矿物油、废油漆涂料包装桶			暂存于危废间，定期 送有资质单位处置	
风险	环境风险防范		设置安全警示标志等	/	/
排污口规范化	<p>a.排气筒应设置便于采样、监测的采样口和采样监测平台；</p> <p>b.采样孔、点数目和位置按照山东省 DB37/T 3535—2019《固定污染源废气监测点位设置技术规范》的规定设置；</p> <p>c.监测孔优先设置在垂直管段，应避开烟道弯头和断面急剧变化的部位，应设置在距弯头、阀门、变径管下游方向不小于 6 倍直径（当量直径）和距上述部件上游方向不小于 3 倍直径（当量直径）处；</p> <p>d.在选定的监测孔位置上开设监测孔，监测孔的内径在 90mm~120mm 之间，监测孔管长不大于 50mm。监测孔在不使用时用盖板封闭，在监测使用时应易打开；</p> <p>e.废气排放口的环境保护图形标志牌应设在排气筒附近地面醒目处。</p>				
环境管理台账	<p>a.建立废气处理设施运行情况等环境管理台账制度，设置专职人员进行台账的记录、整理、维护和管理，并对台账记录结果的真实性、准确性、完整性负责。台账应当按照电子化储存和资质储存两种形式同步管理，保存期限不得少于三年；</p> <p>b.台账应真实记录基本信息、生产设施及其运行情况、污染防治设施及其运行情况、监测记录信息、其他环境管理信息等。</p>				



## 11 环境经济损益分析

环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要内容，其任务是通过分析环保投资及其所能收到的环境保护经济效益，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析油田工程项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目的可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

### 11.1 海上工程环境经济损益分析

#### 11.1.1 环境保护设施和对策措施的费用估算

环境保护投资主要包括一次性环保设施投资及其辅助费用，在确定环境保护投资费用时，根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019)，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其资金按 100% 列入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 25%~50% 比例列入环境保护投资。

根据上述原则，将本项目的环境保护设施及其直接投资费用见表 11.1-1。

表 11.1-1 环境保护设施投资估算

平台	环保设备	设备投资(万元)	折合比率	折合环保投资(万元)
BZ26-6 WHPC	开式排放系统		100%	
	闭式排放兼冷放空系统		100%	
	消防和救生系统		25%	
	生活污水处理系统		100%	
	过程控制系统/应急关断系统/火气探测系统		50%	
BZ26-6 WHPD	开式排放系统		100%	
	闭式排放兼冷放空系统		100%	
	消防和救生系统		25%	
	生活污水处理系统		100%	
	过程控制系统/应急关断系统/火气探测系统		50%	
海洋生物资源补偿			100%	
合计				

本项目工程设施直接投资（不含勘探费、钻完井投资、油藏研究费、生产准备费、弃置费等）总额为\*\*万元，环保直接投资额为\*\*万元，环境保护投资占工程投资的比例为：

$$C_T = C_1 / T \times 100\% = ** / ** \times 100\% = **\%$$

其中：C<sub>T</sub>：环境保护投资占工程投资的比例；



$C_1$ : 环保投资额;

$T$ : 工程设施投资总额。

### 11.1.2 环境保护的经济损益分析

#### 11.1.2.1 环境经济损失分析

海洋生物资源损失量根据预测结果,并根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007),鱼卵、仔稚鱼折算率分别为 1%、5%。鱼类成体价格按 1.5 万元/t 计算。本项目钻屑排放为持续性排放,实际影响年限低于 3 年,补偿年限按 3 年计;新建平台占海造成的损失补偿年限按 20 年计算。按照上述原则计算海洋生物资源补偿金额约为\*\*万元,见表 11.2-1。

表 11.1-2 海洋生物资源补偿

排放物	资源类别		损失量	长成率/折算率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额(万元)
钻屑	鱼卵 ( $\times 10^6$ 粒)						
	仔稚鱼 ( $\times 10^6$ 尾)						
	幼体	鱼类 (kg)					
		头足类 (kg)					
		虾类 (kg)					
		蟹类 (kg)					
	成体 (kg)						
	底栖生物 (t)						
钻井液	鱼卵 ( $\times 10^6$ 粒)						
	仔稚鱼 ( $\times 10^6$ 尾)						
	幼体	鱼类 (kg)					
		头足类 (kg)					
		虾类 (kg)					
		蟹类 (kg)					
	成体 (kg)						
	底栖生物 (t)						
海底管 缆挖沟 悬浮物	鱼卵 ( $\times 10^6$ 粒)						
	仔稚鱼 ( $\times 10^6$ 尾)						
	幼体	鱼类 (kg)					
		头足类 (kg)					
		虾类 (kg)					
		蟹类 (kg)					
	成体 (kg)						
	底栖生物 (t)						
平台占海	底栖生物 (t)						



排放物	资源类别	损失量	长成率/折算率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额（万元）
合计						

### 11.1.3 环境经济收益分析

#### 11.1.3.1 直接环境经济收益分析

环境直接经济收益是指环保措施直接提供的产品价值。本项目投产后，生产水累计产量合计约为 $^{**}\times 10^4\text{m}^3$ ，生产水经处理后石油类浓度从  $1000\text{mg/L}$  降低至低于  $15\text{mg/L}$ ，由此累计回收凝析油约 $^{**}\text{t}$ ，按  $4000\text{元/t}$  计算，折合经济价值约 $^{**}\times 10^4$  元。

#### 11.1.3.2 间接环境经济收益分析

环境间接收益是指环保措施实施后的社会效益。由生产水处理系统及天然气利用所产生的间接收益按年回收资源、能源价值的  $40\%$  计算，可达 $^{**}\times 10^4$  元；其它间接收益按年回收资源、能源价值的  $10\%$  计算，为 $^{**}\times 10^4$  元，两项合计约为 $^{**}\times 10^4$  元。

#### 11.1.3.3 总环境经济收益

综合环境直接收益与间接收益之和，本项目投产后，生产运营期总环境经济收益为 $^{**}\times 10^4$  元。

### 11.2 陆上工程环境经济损益分析

建设项目的环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要内容，其任务是通过分析环保投资及其所能收到的环境保护经济效益，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析工程项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目建设可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

#### 11.2.1 环境保护设施和对策措施的费用估算

本项目的环保投资包括噪声治理、固体废物治理、事故风险防范与应急措施、生态保护措施等。本项目陆上工程前期总投资为 $^{**}$ 万元，环保投资为 $^{**}$ 万元，环保投资占工程总投资的比例是 $^{**}\%$ 。本项目陆上工程远期总投资为 $^{**}$ 万元，环保投资为 $^{**}$ 万元，环保投资占工程总投资的比例是 $^{**}\%$ ，环境保护设施及其直接投资费用见表 11.2-1~表 11.2-2。

表 11.2-1 陆上工程前期工程环保投资一览表（2026 年）

序号	项目名称	投资（万元）
	一、废气治理	





1.1	火炬管网	
二、废水治理		
2.1	排水管网	
2.2	含油污水池	
三、地下水和土壤污染防治		
3.1	防渗	
四、噪声		
4.1	机泵减振基础	
五、其他		
5.2	环保设施运行费用	
5.3	环境管理与监测（包括 LDAR）	
合计		

表 11.2-2 陆上工程后期工程环保投资一览表（2035 年）

序号	项目名称	投资（万元）
一、废气治理		
1.1	火炬管网	
二、废水治理		
2.1	污染雨水池及管网	
2.2	雨水监控池	
2.3	新增气浮撬	
三、地下水和土壤污染防治		
3.1	防渗	
四、噪声		
4.1	机泵减振基座	
五、其他		
5.1	绿化	
5.2	环保设施运行费用	
5.3	环境管理与监测（包括 LDAR）	
合计		

### 11.2.2 环境保护的经济损益分析

### 11.2.3 环境损失分析

陆上工程建设因污染物排放，不可避免会对当地的环境带来一定的负面影响。本项目对环境的负面影响主要包括两方面：一是建设期对环境的生态影响和污染影响，主要表现为终端用地平整、场地施工、地埋段管沟开挖等作业活动过程中施工机械和车辆碾压，以及人员践踏等对土壤和生态环境的影响，另外永久工程占地改变土地用途，对生态景观产生影响，施工各种机械、车辆等排放的废气和产生的噪声、施工中丢弃的固体废物、清管产生的废水、施工扬尘等，对周围的环境产生一定的污染影响；二是运营期间终端增加废水、废气、噪声、固体废物的排放及潜在的风险事故对周边环境的影响。



## 11.2.4 环境效益分析

### 11.2.4.1 污染物减排

本项目前期工程利用已建循环水站，后期终端扩建循环水站，增加水的循环利用，有效减少废水排放。生产废水、初期雨水、生活污水等分质处理，循环冷却水系统排污水收集至污水监控池，与处理后含油污水一起送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。

导热油炉采用天然气为燃料和低氮燃烧技术，减少污染物二氧化硫和氮氧化物的排放；污水处理单元产生的 VOCs 采用“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附床净化工艺”处理；二氧化碳回收单元对酸性气采取脱硫脱烃处理设施。以上设施均减少了污染物的排放，降低大气污染物的影响。

固体废物分类处置，委托外委单位或由专业厂家回收。

### 11.2.4.2 清洁能源污染物减排

天然气为清洁能源，产生同等热量的天然气燃烧所产生的  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$  和  $\text{CO}_2$  的排放量分别为燃煤、燃油排放量的 19.2%和 42.1%。利用天然气优化能源结构，对缓解大气污染，改善生态环境、实现可持续发展具有重要意义。对当地大气环境质量改善具有积极作用。

本项目陆上工程建成后，每年为滨州及周围区域新增提供 17.15 亿  $\text{Nm}^3/\text{a}$  天然气，每立方米天然气可折合标煤 1.2143 千克标煤热值，相当于折合标准煤为 2082524.5t。

天然气的产污系数根据李先瑞、韩有朋、赵振农合著的《煤、天然气燃烧的污染物产生系数》考虑，煤炭根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》热力生产和供产行业产污系数考虑。燃煤中  $\text{NO}_x$  的产污系数为 12.8kg/t 原料； $\text{SO}_2$  的产污系数按照煤的含硫量为 0.91%，可燃硫占全硫量的 80% 进行计算，产污系数为 14.56kg/t 原料进行计算；烟尘中煤灰分含量按 11.23% 进行计算，烟尘占灰分总量的百分数按 15% 进行计算，则烟尘的产污系数为 16.845kg/t 原料进行计算。

表 11.2-3 等效热值煤和天然气燃烧排放污染物的量

燃料类型	内容	$\text{NO}_x$	$\text{SO}_2$	烟尘
标煤	产污系数 (kg/t)	12.8	14.56	16.845
	2082524.5 吨标煤燃放污染物/t	26656	30321	35080
天然气	产污系统 (kg/万 $\text{m}^3$ 气)	100	4	0.01



	17.15×108Nm <sup>3</sup> 天然气燃放污染物量/t	17150	686	1.715
	污染物减排量/t	9506	29635	35078

根据上表估算，仅本项目供应的天然气量较同等热值的标煤，可为区域减排 SO<sub>2</sub> 29635t/a、NO<sub>x</sub>9506t/a、烟尘 35078t/a。

#### 11.2.4.3 二氧化碳减排效益

根据本项目工程投产后典型年份（2041 年）滨州终端全厂物料平衡可知，外输 CO<sub>2</sub> 达到 152.6555 万 t/a，干冰 2.1 万 t/a，液体二氧化碳 22.5540 万 t/a，可降低等量二氧化碳的直接排放。

### 11.3 社会效益分析

随着我国工业化和城镇化进程的加快，石油需求将呈强劲增长态势。国内石油开发和生产已日益不能适应经济和社会发展的需要，供需矛盾日益突出，进口量逐年上升，每年都要花大量外汇进口石油，对国际石油市场的依存度不断提高。因而本项目的实施将为缓解我国的石油资源短缺、保障国民经济持续、快速、健康发展发挥一定作用。尤其是对拉动项目所在地区的区域经济和地方经济发展，将发挥积极作用，注入新的活力。此外油田开发工程的实施，也将会对进一步带动我国相关产业的发展（如钢铁、造船、机械制造、电子、仪表等）发挥一定的作用，同时促进下游产品开发和石油技术服务业的发展，增加诸多领域的就业机会。

从社会、经济效益等各个方面来看，本项目是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与投资是合理可行的。同时，本项目建设对提高中国海洋石油集团有限公司在渤海地区的市场信誉度，巩固并扩大该地区市场份额，顺利实现天然气及石油化工发展战略有着重要意义，同时能够增加国家和地方财政收入，促进企业、地区及国家经济的发展



## 12 环境管理与监测计划

### 12.1 环境管理

环境管理是控制污染、保护环境的重要措施。建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司已建立一套系统、完整的环境保护管理机构和程序，对本项目的环境保护工作实行全过程、程序化的管理。

#### 12.1.1 环境管理的任务和内容

本项目在建设阶段和生产过程中将产生一定量的污染物，尤其是在发生原油泄漏、火灾和爆炸等事故时，可能造成人员的伤亡、生产设备与设施的损毁，会对海洋环境造成污染和破坏。因此，环境管理应当成为企业管理的一个重要组成部分。本项目环境管理的任务和内容主要为：

- 1) 贯彻执行国家的环境保护法规、标准和政策；
- 2) 组织制定和修改与本项目有关的环境保护政策、规章和制度，并监督执行；
- 3) 检查本项目环境保护设备、设施或装置的运行状态；
- 4) 组织和领导本项目的环境监测工作；
- 5) 组织开展本项目环境保护工作人员的技术培训和演习；
- 6) 组织编写和填写政府部门要求的各种环境保护报告和记录；
- 7) 配合有关管理部门的环境监测和检查；
- 8) 广泛应用环境保护的先进技术和经验；
- 9) 组织制定环境保护长远规划和年度计划等。

#### 12.1.2 机构和岗位设置

##### 12.1.2.1 机构设置

中海石油（中国）有限公司天津分公司作为本项目的建设单位，负责油田工程建设和生产期间的环境管理工作。该公司成立了以总经理为领导的环境保护管理体系，积极履行职能范围内的环保职责，健全环保制度并强化执行，推动环境管理持续改进，天津分公司环境管理组织机构见图 12.1-1。

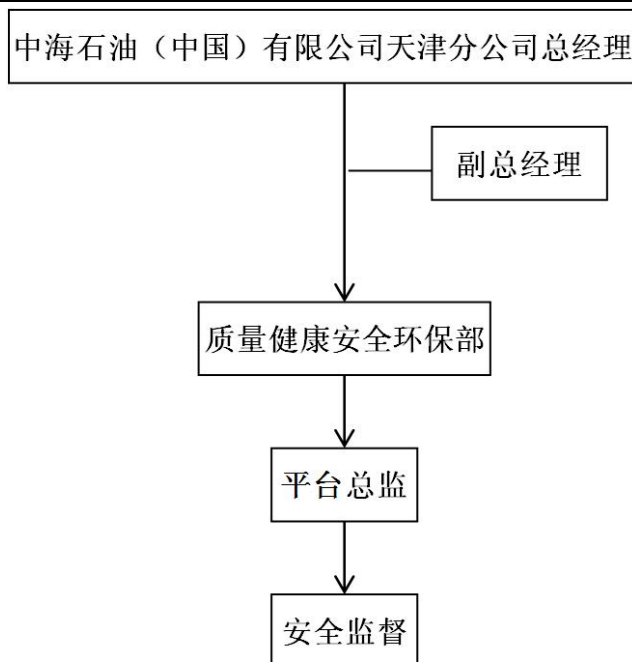


图 12.1-1 天津分公司环境管理机构图

#### 12.1.2.2 岗位设置和职责

渤中 26-6 油田开发项目（二期）机构由海上、陆上两部分组成，岗位设置和职责也分海上和陆上两部分分别论述。

##### a 海上平台主要岗位设置和职责

本项目所产物流输往 BZ26-6 CEPA 处理，BZ26-6 CEPA 平台上油处理到饱和蒸汽压合格含水外输至 BZ34-2/4 CEPA，含油生产水处理达标后回注，BZ26-6 CEPA 平台和 BZ34-2/4 CEPA 平台的岗位设置和职责如下：

##### 1) 平台总监

平台总监是油田海上作业时的安全第一责任人，各项工作必须对天津分公司/作业公司经理负责，负责和组织好安全生产；

接受和执行生产指令，组织实施平台安全生产管理和行政管理工作；

负责制订和落实各项管理制度和应急措施，以及重要施工方案的制订和实施；

对生产设备、工艺流程、油井及其它油田设施的异常情况，及时组织人员查清及进行抢修，保证正常生产，并及时通知上级主管部门；

做好平台的设备管理工作，保证设备设施安全，确保平台生产；

掌握日常生产动态，合理安排各岗位工作，协调各部门的工作；

严格控制原料及物品消耗，尽量降低操作费用；





组织开展各岗位人员的培训和技术考核，组织实施消防安全演习；  
负责外来人员的管理工作，负责外来施工人员的协调工作。

## 2) 生产监督

负责对生产部门管理，包括所有操作工作的全面管理及工作安排；检查和督促、协调各部门的日常工作；

负责天然气、原油、污水、燃料气等的质量控制；

负责生产设施、辅助设施的技术管理、安全操作及维护；

平台生产系统重大作业时的现场直接组织人；

组织和实施维修计划，按时订购并提供所需化学药剂、配品、配件、工具、材料等；

负责编写生产操作程序，及对事故的应急处理；

组织编写各岗位责任制、交接班程序、生产日/月报表，并督促执行；

负责各部门的岗位培训及实习人员的培训工作；

负责监督生产基础资料的录取、管理和存档工作。

## 3) 安全监督

对本平台安全工作实行全面监督；贯彻执行国家有关部门、总公司、上级部门的安全生产法规和有关规章制度；

负责平台的一切安全工作，是平台安全生产直接负责人；

负责检查平台生产设施的安全生产情况，组织和参加有关的事故调查，监督事故的处理，并提出安全改进措施；

负责定期对安全消防及救生设备进行检查、试运转，及时补充安全、应急、救生设备的配件，确保它们状态良好；

协助平台总监制定整个平台的应急计划、应急部署及组织应急演练工作；

负责对平台的生产作业和外来人员作业实施安全监督和教育；

负责检查和审批重大作业的安全措施；

负责直升机起飞、降落、加油的安全工作；

负责平台内起重吊人、吊物以及系泊、带缆等作业的安全检查等。

## 4) 维修监督

维修监督是平台所有设备管理、操作、安全运行和维修的组织者和主要责任人，对平台总监负责；



负责平台的油、气、水管理工作，负责值班船的打油、打水及装卸货物工作；

负责平台主要设备的档案建立和管理；掌握平台耗品耗件及各种备件情况，对海上机械物资库存的更新，及相关文书工作的跟踪和存档；确定重要备件的库存量，保证油田的正常生产；负责定期提交设备维修、设备改造及备件清单计划；

同平台安全监督一起负责每班对平台生产所用吊具、吊索进行检查，发现问题及时更换和处理；

负责做好维修部门的费用控制管理。

#### b 滨州终端主要岗位设置和职责

滨州终端的岗位设置和职责如下：

##### 5) 总监

终端总监是终端作业时的安全第一责任人，各项工作必须对天津分公司/作业公司经理负责，负责和组织好安全生产；

接受和执行生产指令，组织实施终端安全生产管理和行政管理工作；

负责制订和落实各项管理制度和应急措施，以及重要施工方案的制订和实施；

对生产设备、工艺流程的异常情况，及时组织人员查清情况及进行抢修，采取对策，保证正常生产，并及时通知上级主管部门；

做好终端的设备管理工作，保证设备设施安全，确保终端生产。

##### 6) 生产监督

负责对生产部门管理，包括所有操作工作的全面管理及工作安排；检查和督促、协调各部门的日常工作；

负责天然气、液化石油气、轻油、污水、燃料气等的质量控制；

负责生产设施、辅助设施的技术管理、安全操作及维护；

终端生产系统重大作业时的现场直接组织人；

负责编写生产操作程序，及对事故的应急处理。

##### 7) 安全监督

对终端安全工作实行全面监督；贯彻执行国家有关部门、总公司、上级部门的安全生产法规和有关规章制度；



负责终端的一切安全工作，是终端安全生产直接负责人；

负责检查终端生产设施的安全生产情况，组织和参加有关的事故调查，监督事故的处理，并组织提出安全改进措施；

负责定期对安全消防及救生设备进行检查、试运转，及时补充安全、应急、救生设备的配件，确保它们状态良好；

协助终端总监制定整个陆上终端的应急计划、应急部署及组织应急演练工作；

负责监督开展安全教育、技术培训工作。

#### 8) 维修监督

维修监督是终端所有设备管理、操作、安全运行和维修的组织者和主要责任人，对终端总监负责；

负责终端的油、气、水管理工作，负责车辆装卸货物工作。

#### 12.1.2.3 施工期环境管理

针对本项目对施工期的环境的影响，环境管理如下：

（1）明确施工承包商环境职责，加强合同约束力度。施工承包商须选择污染物排放符合要求的机械设备和燃料，减少施工机械污染物的排放；选用符合环保要求的施工材料；落实施工期环保要求和措施，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一等。

（2）规范施工承包商人员职责，落实环境人员负责制。施工承包商需根据滨州终端的特点和当地环境特点，编制《工程施工环境管理方案》，落实管理人员环境管理的任务和职责，明确环境责任人。

（3）强化施工人员培训，加强施工期环境管理。滨州终端安全环保管理部门根据国家及山东环境管理要求对施工人员进行环保知识、意识和能力的培训。在施工作业过程中，施工承包商须严格执行批准的工程施工环境管理方案，并认真落实各项环境保护措施。

（4）合理落实环境监理机制，加强滨州终端环境监理。环境监理是实现工程建设项目经济效益、社会效益和环境效益统一的重要举措，开展建设项目施工期环境监理，能够对建设项目的环境保护进行全过程控制，使环境管理融入到整个项目的实施过程中，变事后管理为过程管理，深入贯彻“预防为主，保护优先”的环保战略政策，建设单位可根据实际情况设立环境监理机构或者聘



请第三方单位践行环境监理的责任。主要工作内容包括：

- ①依据国家法律、法规，全面履行项目施工期的环境监理工作；
- ②编制《环境监理方案》；
- ③对施工单位编制的《环境管理计划》进行监督审核；
- ④对施工单位进行检查，保存监理报告及相关档案资料，对监理单位提出的不符合环保要求的整改意见落实情况进行核查；
- ⑤确保项目环境保护设计和相关监理文件中提出的环境保护工作得到实施，确保环境影响评价报告文件中的环境保护要求得到落实；
- ⑥结合项目实际情况，协助建设单位实施环境管理，宣传环境保护知识，增强施工人员环境保护意识；
- ⑦监督施工单位采取有效措施将施工活动对环境的不利影响控制在可接受的范围内，提高环境保护的工作水平，同时维护施工单位的权益；
- ⑧形成准确完整的环境监理资料，为项目的环保验收提供依据。

### 12.1.3 环境保护管理要求

环境保护是我国的一项基本国策。天津分公司在石油勘探开发作业和油气生产过程中，应遵守国家相关环境保护法律、法规、条例和规定，严格执行相应的污染物排放标准。结合油田开发的特点，制定相关的管理措施和制度，实施全过程的环境保护管理，减少对海洋环境的污染和影响。本项目将执行以下环境保护管理制度。

#### 12.1.3.1 运营期环境管理

##### a. 环保监督检查制度

环保管理人员定期到海上平台进行检查，查看各种防污设备、设施和器材的使用与运转情况是否良好，检查有关文书和证件是否齐全，防污记录簿和防污染季度报表的填写是否正确和上报是否及时。安全监督对当班期间所进行的工作进行监督，就违反或可能违反环境保护法规、政策和程序的事件提出劝告，对环保设备、设施和器材的使用和维护情况进行日常检查，发现问题及时解决。

##### b. 安全/环保会议制度

定期举行安全/环保会议和每日生产例会，分析总结安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，针对问题提出防治措施；传达并贯彻公司有关指示和安全、环保方面的规定。





### c. 培训与演习制度

海上平台的所有操作人员必须经过环境保护/安全培训，获得有效的证书才能上岗。建设单位将定期在平台进行溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。

### d. 事故报告制度

所有环境污染事故按经备案的溢油应急计划中的报告程序进行。建立应急小组，由平台总监担任组长，监督任小组成员，负责油田安全环保事故处理的应急组织、指挥工作，并按要求向上级部门报告。

### e. 海底管道/电缆巡查制度

由值班船对本油田海底管道和电缆进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业对海底管道和电缆造成损害。根据油田运行情况，在必要时委托专业公司对海底管道进行技术监测，以保证海底管道处在安全运行状态。

### f. 排污口规范化管理

根据《关于开展排放口规范化整治工作的通知》（1999 年 1 月 23 日，国家环境保护总局环发〔1999〕24 号），一切新建、扩建、改建的排污单位必须在建设污染治理设施的同时建设规范化排污口，作为落实环境保护“三同时”制度的必要组成和项目验收内容之一。

本项目废水排放口依托终端现有排放口，重点介绍废气排放口。

新增废气排放口规范化建设要求如下：

①排气筒应设置便于采样、监测的采样口和采样监测平台；

②监测点位设置、监测点位标识牌及管理应符合山东省《固定污染源废气监测点位设置技术规范》（DB37/T 3535—2019，2019 年 第 3 号）的相关规定；

③监测孔优先设置在垂直管段，应避开烟道弯头和断面急剧变化的部位，应设置在距弯头、阀门、变径管下游方向不小于 4 倍直径（当量直径）和距上述部件上游方向不小于 2 倍直径（当量直径）处；

④在选定的监测孔位置上开设监测孔，监测孔的内径在 90mm 之间，监测孔在不使用时用盖板或管帽封闭，在监测使用时应易打开；

⑤废气排放口的环境保护图形标志牌应设在排气筒附近地面醒目处。

本项目陆上终端环境管理的重点监控内容见表 12.1-1。





表 12.1-1 陆上终端环境管理内容

阶段	环境要素	重点监控内容	防治措施
施工期	水环境	1、施工现场是否设置移动厕所，施工人员生活污水是否委托专业环卫公司处理； 2、工程材料堆放地是否进行遮盖，防止雨水冲淋。	定期维修保养施工设备；施工现场设置移动厕所，施工人员生活污水委托专业环卫公司处理；工程材料堆放地进行遮盖，防止雨水冲淋等。
	生态环境	建设单位生态补偿措施的落实情况；	对临时占地进行原状地貌恢复；落实生态补偿措施。
	施工现场扬尘与噪声	1、施工现场是否设围栏或部分围栏； 2、施工路段、场地是否定时洒水； 3、是否设置车辆冲洗设施； 4、高噪声施工作业的时间是否合理安排，机械设备和运输车辆是否进行定期的维修和养护。	设置围栏；洒水降尘；设置车辆冲洗设施；合理安排高噪声施工作业，对机械设备和运输车辆进行定期维修和养护等。
运营期	终端厂区废水、固体废物对环境的影响	终端厂区一般固体废物和危险废物是否进行分类处理，危险废物是否送有资质的单位进行处理； 终端厂区新增生产废水是否处理达标。	定期检查终端厂区污水处理站运行情况，确保废水达标排放，确保危废由有资质的单位处理。
	环境风险	1、是否将本项目纳入渤中 26-6 油田开发项目（一期）应急预案，进行定期演练； 2、是否制订相应的事故预防措施。	及时更新应急预案并定期演练；制订并落实相应的事故预防措施。

## 12.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务：一是定期监测各工程设施外排污染物的排放浓度，确保达标排放；二是为加强环境保护管理、保证污染物处理设备正常运转；分析外排污染物浓度和排量的变化规律，为制定污染控制措施和环保管理提供依据。

### 12.2.1 海上工程监测计划

本项目监测计划方案包括监测岗位、监测项目与频率、海洋环境影响跟踪监测计划。

#### 12.2.1.1 监测岗位

本项目所产物流全液输送至 BZ26-6 CEPA，在 BZ26-6 CEPA 平台上进行气液分离，分离出的饱和蒸汽压合格含水的原油外输至 BZ34-2/4 CEPA，该平台设有化验室和化验岗；化验员经培训合格后上岗，负责本油田的化验工作。



### 12.2.1.2 常规监测计划

本项目在正常建设和生产作业期间，需对下列项目进行监测：

钻井液、钻屑：在钻井作业期间，按《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB/T18420.1-2009）和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求对所排放的钻屑和钻井液进行监测，钻井作业负责人取样并交给有资质的机构进行检测。

含油生产水：本项目 BZ26-6 WHPD 平台生产物流输送至 BZ26-6 WHPC 平台，与 BZ26-6 WHPC 所产物流汇合后输往 BZ26-6 CEPA 处理。BZ26-6 CEPA 平台上油处理到饱和蒸汽压合格含水外输至 BZ34-2/4 CEPA，生产水经 BZ34-2/4 CEPA 生产水处理系统处理达标后回注地层。回注水回注前先在 BZ34-2/4 CEPA 平台进行监测；主要监测其含油量、悬浮固体含量和悬浮物颗粒中值粒径等注水水质控制指标，具体按《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）执行。

### 12.2.1.3 非常规监测

配合政府部门进行防污设备的检查工作，以及在事故状态下支持、协助有关部门做好事故的跟踪监测。

### 12.2.1.4 海洋环境影响跟踪监测计划

建设单位将在运营期进行跟踪监测，本项目新建 BZ26-6 WHPD 生产物流输送至新建 BZ26-6 WHPC 平台，与 BZ26-6 WHPC 所产物流汇合后输往 BZ26-6 CEPA 处理。BZ26-6 CEPA 平台上油处理到饱和蒸汽压合格含水外输至 BZ34-2/4 CEPA，生产水经生产水处理系统处理达标后回注地层，含油生产水均不排放，本项目新建 2 座无人井口平台 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD，在正常生产作业期间不排放生活污水及生活垃圾。因此本项目运营期监测计划纳入渤中 26-6 油田开发项目（一期）统一考虑。

## 12.2.2 陆上工程监测计划

### 12.2.2.1 污染源监测

项目建成投产后，为了全面掌握污染物排放状况，应根据排污口设置及污染物排放情况，设定监测点位和监测项目。本项目建成投产后，废水、厂界噪声、厂界废气以及火炬等相关监测纳入现有监测计划统筹考虑，根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《排污单



位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017）、《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）相关要求，滨州终端运营期监测计划见表 12.2-1。

表 12.2-1 运营期环境监测计划

监测类别	监测点位	终端已有		本项目需新增	
		监测项目	监测频率	监测项目	监测频率
厂界噪声	厂界外 1m	等效 A 声级	1 次/季	-	-
废气	厂界 (上风向 1 个, 下风 向 3 个)	非甲烷总烃	1 次/季	-	-
		臭气浓度	1 次/年	-	-
		甲醇	1 次/年	-	-
		氨	1 次/年	-	-
		硫化氢	1 次/季	-	-
		火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度	连续	-	-
	导热油炉 排气筒 (14MW 或 20t/h 以上)	NO <sub>x</sub>	自动监测	-	-
		SO <sub>2</sub> 、颗粒物、林格曼黑度	季度	-	-
	污水处理 站排气筒	非甲烷总烃	1 次/月	-	-
		-	-	硫化氢	1 次/半年
		-	-	氨	1 次/半年
		-	-	臭气浓度	1 次/半年
废水	滨州终端 废水总排 放口	流量、COD、氨氮	自动监测（月） <sup>a</sup>	-	-
		pH 值、SS、BOD <sub>5</sub> 、石油类、硫化物、总氮、总磷、全盐量、动植物油	1 次/季度	-	-
		挥发酚、阴离子表面活性剂	1 次/半年	-	-
	车间废水 排放口	流量、总汞、总镉、总铬、总砷、总铅	1 次/月	-	-
		烷基汞、六价铬、总镍	1 次/季度	-	-

<sup>a</sup> 重点排污单位自动监测，其他单位按月监测。



### 12.2.2.2 环境质量监测

本项目地下水污染监控纳入渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程，满足《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）相关要求，渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程滨州终端场地布置 3 眼地下水监控井相对位置、井深、井孔结构等详见表 12.2-2 及图 12.2-1。

表 12.2-2 地下水监控井基本情况表

孔号	相对位置	孔深(m)	井孔结构	监测层位	监测频率	监测内容
MW1	终端场区南侧	16m	孔径 260mm，管径 160mm，孔口以下 1.0m 采用粘土止水，中部滤水管，底部 1.0m 沉砂管	浅层水	1 次/半年	K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> （钠）、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> （氯化物）、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> （硫酸盐）、pH 值、总硬度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）、溶解性总固体、铁、锰、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（COD <sub>Mn</sub> 法，以 O <sub>2</sub> 计）、氨氮（以 N 计）、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、氟化物、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、钡和石油类。
MW2	终端场区北侧	15m				
MW3	终端场区东侧	16m				

图 12.2-1 地下水监测井布置图

### 12.2.2.3 应急监测

渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程已针对终端开停车以及发生污染事故性排放制定了事故应急环境监测计划，以便及时组织对相关排放点进行监测和跟踪，本项目废水、地下水等项目纳入一期工程应急监测计划统筹考虑。

### 12.2.3 陆上工程污染物排放清单

本项目陆上终端工程排放的污染物分为废气污染物、废水污染物、噪声和固体废物。

#### 12.2.3.1 废气污染物排放清单

陆上终端排放废气包括有组织废气、无组织废气和火炬。有组织废气包括导热油炉燃烧烟气；无组织废气包括工艺装置区、罐区、装车区动静密封点泄



漏挥发。

本项目有组织大气污染物排放清单详见表 12.2-3。

表 12.2-3 本项目有组织废气排放清单

污染源名称	污染源编号	污染物	排放标准			
			浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	速率限值 (kg/h)	去除效率 (%)	标准名称及编号
导热油炉排气筒	DA010 DA011 DA012	颗粒物	10	-	-	山东省《锅炉大气污染物排放标准》(DB37/2374-2018)中表 2 重点控制区大气污染物排放浓度限值
		二氧化硫	50	-	-	
		氮氧化物	100	-	-	
		烟气林格曼黑度	1 级	-	-	
污水处理站排气筒	DA006	VOCs	60	3	-	《挥发性有机物排放标准第 7 部分：其他行业》(DB37/ 2801.7—2019)
		非甲烷总烃	-	-	80	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020)
		硫化氢	-	0.33	-	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)
		氨	-	4.9	-	
		臭气浓度	2000 (无量纲)	-	-	

#### 12.2.3.2 废水污染物排放清单

滨州终端全厂设置有一个污水排放口，废水污染物管理清单主要为各项污染物的达标管理。废水排放清单详见表 12.2-4。

表 12.2-4 废水排放清单

污染源	污染物种类	标准限值 (mg/L)	执行标准
终端污水总排放口	pH 值	6~9	《污水综合排放标准》(GB 8978—1996)
	化学需氧量	500	
	硫化物	1.0	
	阴离子表面活性剂	20	
	动植物油	100	
	挥发酚	2.0	
	氨氮 (NH <sub>3</sub> -N)	60	滨州临港化工产业园污水处理厂排水协议
	总磷 (以 P 计)	1.0	
	石油类	10	
	五日生化需氧量	250	
	总氮 (以 N 计)	120	
	悬浮物	400	
	全盐量	5000	





### 12.2.3.3 噪声污染源清单

陆上终端厂界噪声按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 类标准进行管理。

### 12.2.3.4 固体废物处理处置清单

滨州终端排放固体废物包括一般工业固体废物和危险废物。一般工业固体废物的处置方式委托处置、厂家回收，危险废物的处理/处置方式为委托处置，固体废物处理处置清单见表 12.2-5。

表 12.2-5 滨州终端固体废物污染源汇总表

序号	废物类别	产生量 (t/a)	处置量 (t/a)
1	危险废物		
2	一般工业固废		
3	生活垃圾		
4	合计		



## 13 环境影响评价结论

### 13.1 工程概况

渤中 26-6 油田位于渤海中部海域，西南距山东省东营市约\*\*km，东距渤中 34-2/4 油田约\*\*km，区域内平均水深约\*\*m，新建设施距岸最近距离约\*\*km。

本项目海上工程计划新建 2 座无人井口平台 BZ26-6WHPC、BZ26-6WHPD，先期共钻\*\*口井，其中\*\*口采油井（含\*\*口分支井）、\*口注气井、\*口水源井，共预留\*口井；在依托 BZ26-6CEPA 平台利用预留井槽钻\*口井（\*口采油井、\*口注气井）。计划铺设 6 条海底管道和 3 条海底电缆，包括 1 条\*\*平台至\*\*平台长约\*\*km 的海底原油输送管道；1 条\*\*平台至\*\*平台长约\*\*km 的海底 CO<sub>2</sub> 输送管道；1 条\*\*平台至\*\*平台长约\*\*km 的海底电缆；新建\*\*平台与\*\*平台间 1 条海底混输管道、1 条海底注气管道和 1 条海底电缆，长度均为\*\*km；以及\*\*平台与\*\*平台间 1 条海底混输管道、1 条海底注气管道和 1 条海底电缆，长度均为\*\*km。对\*\*、\*\*、\*\*等依托设施进行改造。新建 BZ26-6WHPC、BZ26-6WHPD 平台所产物流全液输送到\*\*平台进行气液分离，分出的液相输送至\*\*平台进行处理，处理后合格原油输往东营原油终端；分出的气相部分经脱水后与 CO<sub>2</sub> 回注地层，剩余部分输往\*\*平台，与该平台产气一同输往滨州终端。\*\*平台分出的生产水经处理达标后全部回注地层。所需电力由渤中垦利岸电经\*\*平台供应。

本项目将对依托的滨州终端进行改扩建，滨州终端位于山东省滨州北海经济开发区临港化工产业园西南侧，距离滨州市区约 60 公里，于 2024 年 3 月试运行。本次主要对滨州终端进行改扩建，前期工程（2026 年投产）主要是改造现有天然气处理装置、新建 1 套脱酸装置、新建 1 套 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置；后期工程（2035 年投产）新建 1 套天然气处理装置、1 套 CO<sub>2</sub> 回收利用及返输装置。上游油气田生产的天然气在平台上经过脱水处理后通过管道输送至滨州终端，在滨州终端经进站预处理、MDEA（甲基二乙醇胺）脱碳、液烃分馏、分子筛脱水、丙烷+膨胀机制冷、干气增压等生产工艺，生产干气、丙烷、丁烷、LPG、稳定轻烃产品，滨州终端生产的干气产品经北海首站供滨州当地使用或进入外输管道；丙烷、丁烷、LPG、稳定轻烃装车外运；终端天然气脱酸装置分离出的 CO<sub>2</sub>，经增压、脱硫、脱水、脱烃、液化等工艺处理后可用于生产液体 CO<sub>2</sub>、固体干冰或者通过滨州终端至 BZ19-2CEPE 平台的 CO<sub>2</sub> 输送管线返输至海上用于驱油、注气或封存，产生的液体 CO<sub>2</sub> 及固体干冰装车外运。



本项目高峰年产油量 $^{**}\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ （2029 年），工程投资约 $^{**}$ 万元，计划于 $^{**}$ 年 $^{**}$ 月投产。

## 13.2 工程分析

### 13.2.1 海上工程

海上建设阶段产生的污染物主要包括钻完井产生的钻屑、钻井液，铺设海底管道/电缆挖沟埋设作业产生的悬浮物，此外还有参加施工的船舶和人员所产生的生活污水、生活垃圾、船舶含油污水，以及设施安装产生的生产垃圾等船舶污染物。

经核算，本项目 BZ26-6WHPC/D 平台先期钻井 $^{**}$ 口，预留 $^{**}$ 口井，BZ26-6WHPC/D 平台包含预留井产生钻屑总量为 $^{**}\text{m}^3$ ，其中钻井油层水基钻井液钻屑量为 $^{**}\text{m}^3$ ，非钻井油层水基钻井液钻屑量为 $^{**}\text{m}^3$ ，合成基钻井液钻屑为 $^{**}\text{m}^3$ ，非钻井油层水基钻井液钻屑量的排放速率最大约为 $^{**}\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目 BZ26-6WHPC/D 平台包含预留井共产生钻井液 $^{**}\text{m}^3$ ，其中钻井油层水基钻井液约 $^{**}\text{m}^3$ ，合成基钻井液约 $^{**}\text{m}^3$ ，非钻井油层水基钻井液 $^{**}\text{m}^3$ ，最大排放速率约为 $^{**}\text{m}^3/\text{h}$ 。铺设海管/电缆悬浮物产生总量为 $^{**}\text{m}^3$ ，悬浮物的最大源强约为 $^{**}\text{kg}/\text{s}$ 。建设阶段施工船舶船舶含油污水产生量约 $^{**}\text{m}^3$ 、生活污水约 $^{**}\text{m}^3$ 、生活垃圾约 $^{**}\text{t}$ 、生产垃圾约 $^{**}\text{t}$ 。

本项目生产阶段产生的污染物主要包括含油生产水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾等。含油生产水最大产生量为 $^{**}\text{m}^3/\text{d}$ ，经 BZ34-2/4CEPA 平台生产水和注水系统处理达到注水水质要求后全部回注地层，正常生产情况下无含油污水排放；生产垃圾产生量约 $^{**}\text{t}/\text{a}$ ，分类收集后全部运回陆地处理；新建 2 座无人平台，仅登平台人员产生的少量生活污水和生活垃圾，分类收集后全部运回陆地处理。

### 13.2.2 陆上工程

陆上工程废水主要包括生产污水、装置检修污水、初期雨水、场地冲洗水、循环水系统排水等，主要污染物为石油类， $\text{BOD}_5$ 、COD 含量相对较低。前期工程（2026 年投产）COD、氨氮、石油类、总氮、悬浮物年排放量分别为 $^{**}\text{t}/\text{a}$ 、 $^{**}\text{t}/\text{a}$ 、 $^{**}\text{t}/\text{a}$ 、 $^{**}\text{t}/\text{a}$ 、 $^{**}\text{t}/\text{a}$ ，后期工程（2035 年投产）COD、氨氮、石油类、总氮、悬浮物年排放量分别为 $^{**}\text{t}/\text{a}$ 、 $^{**}\text{t}/\text{a}$ 、 $^{**}\text{t}/\text{a}$ 、 $^{**}\text{t}/\text{a}$ 、 $^{**}\text{t}/\text{a}$ 。

陆上工程前期工程（2026 年投产）运营期正常工况下废气污染物排放量为



挥发性有机物\*\*t/a、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）\*\*t/a、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）\*\*t/a、颗粒物\*\*t/a；非正常工况下废气污染物排放量为挥发性有机物\*\*t/a、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）\*\*t/a、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）\*\*t/a、颗粒物\*\*t/a。后期工程（2035 年投产）运营期正常工况下废气污染物排放量为挥发性有机物 15.418t/a、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）1.2910t/a、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）\*\*t/a、颗粒物\*\*t/a；非正常工况下废气污染物排放量为挥发性有机物\*\*t/a、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）\*\*t/a、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）\*\*t/a、颗粒物\*\*t/a。根据管理要求，区域针对其正常工况下的大气污染物排放指标进行倍量削减。

陆上工程前期工程（2026 年投产）新增危险废物\*\*t/a、一般工业固体废物\*\*t/a、生活垃圾\*\*t/a；后期工程（2035 年投产）新增危险废物\*\*t/a、一般工业固体废物\*\*t/a、生活垃圾\*\*t/a。危险废物均外委有资质单位处置，一般工业固废由厂家回收或外委处置，生活垃圾由园区环卫部门统一收集处理。

陆上工程噪声源主要包括压缩机、冷却器和各类泵体运行噪声等，噪声声压级不超过 65~85dB(A)。

### 13.3 规划和政策符合性分析

#### 13.3.1 产业政策符合性分析

本项目为海洋油（气）开发及附属工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类鼓励类”，本项目建设符合国家产业政策的要求。

#### 13.3.2 海上工程规划相关符合性分析

本项目海上工程符合《全国海洋主体功能区规划》；与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》、《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》相协调。距离最近的“三区三线”中的海洋生态保护红线是黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线，新建 BZ34-2/4CEPA 平台至 KL3-2CEPA 平台的输油管道距离该红线一般区最近约\*\*km，本项目在建设阶段和正常生产阶段产生的污染物造成的最大影响距离为\*\*km，不会对周边海洋生态保护红线造成不利影响。符合山东省“三区三线”海洋生态保护红线和《东营市“三线一单”生态环境分区管控方案》的要求。

#### 13.3.3 陆上工程规划相关符合性分析

滨州终端一期整体位于滨州临港化工产业园西南方向，紧邻园区；本次新增征地的部分用地位于滨州临港化工产业园内，陆上工程建设符合《滨州临港化工产业园总体发展规划（2019-2025 年）》及其规划环评、审查意见的要求。





陆上工程位于《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》中的城镇开发边界内的集中建设区，符合《山东省国土空间规划（2021-2035）》基于“三区三线”构建国土空间新格局的要求；符合《滨州市国土空间总体规划（2021-2035 年）》、《滨州北海经济开发区马山子镇总体规划（2018-2035）》相关要求。与山东省人民政府《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（鲁政字〔2020〕269 号）、《滨州市“三线一单”生态环境分区管控方案》（滨政字〔2021〕50 号）相关管控要求相符合。

### 13.4 环境现状分析与评价

#### 13.4.1 海上工程周边环境现状分析与评价

##### 13.4.1.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境

渤中 26-6 油田工程附近海区气候主要受亚洲季风控制，海域的主风向为\*\*和\*\*，冬季风速较大，夏季风速较小。根据\*\*年\*\*月至\*\*月在项目海域进行的潮位、潮流观测结果，工程海域的主浪向为\*\*和\*\*，潮汐类型属于不正规全日潮，潮流为正规半日潮流/不正规半日潮流。

根据\*\*年\*\*月至\*\*月对本项目平台场址和管线路由所在海域进行的工程物探和工程地质调查结果，在平台场址调查区域内，海底比较平坦，水深变化较小，没有局地明显的地形起伏，全区水深在\*\*m 至\*\*m 之间变化。海底地貌资料色度显示均匀，无明显海底底质变化。调查区域内有少量管沟、疑似废弃物等。除此之外，调查期间调查区域内未发现对新建平台的安装具有潜在灾害影响的地貌特征及障碍物和遗弃物。工程区内海底地形比较稳定，海底坡度变化不大，没有明显的凸起和凹陷，表层沉积基本一致，海底冲淤处于较为稳定状态。

##### 13.4.1.2 海洋水质环境现状

国家海洋局北海环境监测中心在\*\*年\*\*月~\*\*月（春季）在本项目新建及依托设施附近海域开展海水水质调查，春季调查设水质站位\*\*个。

春季调查有\*\*个站位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》内的站位，除少数站位无机氮超标外，所有站位 pH、溶解氧、化学需氧量、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、硫化物和挥发性酚均符合第一类海水水质标准。

春季调查\*\*个站位《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》外，按维





持现状水质标准评价。pH、化学需氧量、溶解氧、铜、锌、镉、总铬、汞、砷、硫化物和挥发性酚均符合第一类海水水质标准要求；铅有\*\*个站位符合第一类海水水质标准要求，\*\*个站位符合第二类海水水质标准；无机氮有\*\*个站位符合第一类海水水质标准要求，\*\*个站位符合第二类海水水质标准，\*\*个站位符合第三类海水水质标准，有\*\*个站位符合第四类海水水质。活性磷酸盐有\*\*个站位符合第一类海水水质标准要求，\*\*个站位符合第二（三）类海水水质标准。

#### 13.4.1.3 海洋沉积物环境现状

春季调查设沉积物站位\*\*个。\*\*个沉积物站位位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》范围内，按照规划内相关的标准要求进行评价；其他站位位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》外，按保持现状标准评价。根据监测结果，各站沉积物数据均符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中第一类标准，调查海域海洋沉积物质量整体状况较好。

#### 13.4.1.4 海洋生态环境现状调查与评价

春季调查海域各站位表层叶绿素 a 浓度变化于（\*\*~\*\*） $\mu\text{g/L}$ ，平均值为\*\* $\mu\text{g/L}$ ；底层叶绿素 a 浓度变化于（\*\*~\*\*） $\mu\text{g/L}$ ，平均值为\*\* $\mu\text{g/L}$ 。各站位初级生产力变化范围为（\*\*~\*\*） $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为\*\* $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。调查海域共鉴定出浮游植物\*\*种（类），浮游植物密度变化范围在（\*\*~\*\*） $\times 10^4$  个/ $\text{m}^3$  之间，平均密度为\*\* $\times 10^4$  个/ $\text{m}^3$ 。调查海域共鉴定浮游动物\*\*种（类），调查海域浮游动物生物量变化范围为（\*\*~\*\*） $\text{mg}/\text{m}^3$ ，平均为\*\* $\text{mg}/\text{m}^3$ ；密度变化范围为（\*\*~\*\*）个/ $\text{m}^3$ ，平均为\*\*个/ $\text{m}^3$ 。调查海域共鉴定底栖生物\*\*种（类），调查海域底栖生物生物量变化范围在（\*\*~\*\*） $\text{g}/\text{m}^2$  之间，平均为\*\* $\text{g}/\text{m}^2$ 。密度变化范围在（\*\*~\*\*）个/ $\text{m}^2$  之间，平均为\*\*个/ $\text{m}^2$ 。

从群落特征指数来看，春季调查海域的浮游植物多样性指数均一般，均匀度及丰富度较低，浮游植物群落结构稳定性一般。春季调查海域浮游动物的多样性指数、均匀度和丰富度均较低，优势度较高，该海域浮游动物群落结构稳定性一般。春季调查海域底栖生物的多样性指数、均匀度和丰富度均较高，优势度较低，底栖生物群落结构比较稳定。

春季生物质量调查共采集到甲壳类、鱼类和软体动物（非双壳类）6 种生物样品，各项评价因子均符合所参考标准的要求。



#### 13.4.1.5 海洋渔业资源现状调查与评价

中国水产科学研究院黄海水产研究所于\*\*年\*\*月（春季）在项目周边海域进行了渔业资源现状调查。春季调查共布设\*\*个调查站位。

春季调查共捕获游泳动物\*\*种，其中鱼类\*\*种，头足类\*\*种，甲壳类\*\*种，平均总资源密度为\*\*kg/km<sup>2</sup>。秋季调查共捕获游泳动物\*\*种，其中鱼类\*\*种，头足类\*\*种，甲壳类\*\*种，平均资源量为\*\*kg/km<sup>2</sup>。春季调查海域鱼类重量资源密度变化范围为（\*\*~\*\*）kg/km<sup>2</sup>，平均资源量为\*\*kg/km<sup>2</sup>；

春季调查共捕获到鱼卵和仔稚鱼共\*\*种，春季调查鱼卵密度范围为（\*\*~\*\*）粒/m<sup>3</sup>，平均密度为\*\*粒/m<sup>3</sup>，仔稚鱼密度范围为（\*\*~\*\*）尾/m<sup>3</sup>，平均密度为\*\*尾/m<sup>3</sup>。

#### 13.4.2 陆上工程周边环境现状分析与评价

##### 13.4.2.1 环境空气质量现状评价

根据《滨州市生态环境质量概要（2022 年）》，滨州市城区细颗粒物（PM<sub>2.5</sub>）年均值 38 微克/立方米；可吸入颗粒物（PM<sub>10</sub>）年均值 70 微克/立方米；二氧化硫（SO<sub>2</sub>）年均值 15 微克/立方米；二氧化氮（NO<sub>2</sub>）年均值 30 微克/立方米；一氧化碳（CO）日均值 1.2 毫克/立方米；臭氧（O<sub>3</sub>）日最大 8 小时均值 185 微克/立方米。超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 O<sub>3</sub>、PM<sub>2.5</sub>，陆上工程所在区域为不达标区。

根据 2022 年北海新区监测结果表明，SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>2</sub> 的 24h 平均第 98 百分位数质量浓度分别为 27μg/m<sup>3</sup> 和 72μg/m<sup>3</sup>，占标率分别为 18%和 90%；PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 和 CO 日平均第 95 百分位数浓度分别为 138μg/m<sup>3</sup>、92μg/m<sup>3</sup> 和 1200μg/m<sup>3</sup>，占标率分别为 92%、122.67%和 30%；O<sub>3</sub> 日最大 8 小时滑动平均值第 90 百分位数质量浓度为 192μg/m<sup>3</sup>，占标率为 120%。SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 年平均质量浓度分别为 13μg/m<sup>3</sup>、31μg/m<sup>3</sup>、69μg/m<sup>3</sup> 和 36μg/m<sup>3</sup>，占标率分别为 21.67%、77.5%、98.57%和 102.86%。O<sub>3</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值。

陆上工程委托\*\*公司补充监测特征污染物环境质量现状，监测因子包括非甲烷总烃、甲醇、氨、硫化氢和 TVOC，根据监测结果，监测点位的所有特征污染物均达标。



#### 13.4.2.2 地下水环境质量现状评价

陆上工程开展了\*\*个水质监测点和\*\*个水位监测点的地下水现状监测工作，监测因子主要为八大离子、基本因子、特征因子（石油类、硫化物）。

评价区 pH 值、总硬度（以  $\text{CaCO}_3$  计）、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（ $\text{COD}_{\text{Mn}}$  法，以  $\text{O}_2$  计）、氨氮（以 N 计）、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、氰化物、氟化物、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、钡、硫化物均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）V 类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）的 V 类标准（1.0mg/L）。

陆上工程位于滨海平原，项目场地原为盐田制卤的蒸发池，卤水入渗导致地下水总硬度（以  $\text{CaCO}_3$  计）、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、耗氧量（ $\text{COD}_{\text{Mn}}$  法，以  $\text{O}_2$  计）、氨氮（以 N 计）、钠、硝酸盐（以 N 计）、氟化物等数值较高。

#### 13.4.2.3 土壤环境质量现状评价

陆上工程涉及污染影响型和生态影响型，因此分别设置监测点位进行现状评价。污染影响型在厂内设置\*\*个表层样监测点，监测因子包括基本因子、石油烃（ $\text{C}_6\text{-C}_9$ ）、石油烃（ $\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$ ）、汞、砷、六价铬。根据监测结果，基本因子、石油烃（ $\text{C}_6\text{-C}_9$ ）、石油烃（ $\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$ ）、汞、砷、六价铬土壤中浓度均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

生态影响型在厂内设置\*\*个表层样，厂外设置\*\*个表层样，监测因子为 pH 值、土壤含盐量。根据监测结果，\*\*个监测点位中\*\*个点位轻度碱化，占比 85.71%，\*\*个点位中度碱化，占比 14.29%；\*\*个点位极重度盐化，占比 85.71%，\*\*个点位中度盐化，占比 14.29%。占地范围内点位全部轻度碱化和极重度盐化。

#### 13.4.2.4 声环境质量现状评价

陆上工程在终端厂界共布设\*\*个厂界噪声监测点，各监测点环境噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准限值，项目所在区域声环境质量现状较好。

#### 13.4.2.5 生态环境现状调查

陆上工程所在区域属于鲁北平原和黄河三角洲生态区。该区地貌上为华北大平原的一部分，降水少，蒸发强，是全省大陆性最强的地区，土壤为潮土和



盐化潮土，自然植被以盐生灌丛和草甸为主。滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区位于区内，是具有重要意义的湿地。

土地利用现状：在滨州终端厂界外扩 50m 的区域，面积约\*\*hm<sup>2</sup>的评价范围内，主要为工矿仓储用地、水域及水利设施用地等。

植被现状：项目位于滨海滩涂，地面低洼、地下水位浅、土壤含盐量高水分补给条件差、持水能力较低，地表植物稀少。主要植被有翅碱蓬、芦苇、刺苋、马唐、香蒲、狗尾草、野艾蒿、黄花蒿等草本植被。陆上工程占地范围前身为盐田，基本无植被。

野生动植物现状：项目所在地人为活动强烈，在长期和频繁的人类活动中，常见的动物主要为昆虫类、爬行类、两栖类以及分布于滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区内的野生动物和套尔河口海域国家级水产种质资源保护区内的缢蛏，及其他滩涂贝类、水生生物等；陆上工程区域为滨海平原盐生草甸植被区，以草本植物为主，主要植被群落为翅碱蓬群丛、翅碱蓬-芦苇群丛、芦苇群丛等盐生草甸与河漫滩草甸。优势植物为盐地碱蓬和芦苇，伴生种有蒿类、獐毛等。评价区内无重点保护植物与珍稀植物；植物物种多样性较低。

### 13.4.3 环境敏感目标分析

#### 13.4.3.1 海上工程环境敏感目标

本项目评价范围内的重要敏感区是海洋生态红线保护地一般控制区和东营黄河口生态国家级海洋特别保护区，距离新建设施最近距离约为\*\*km。距离周围其他环境敏感目标均在\*\*km 以上。

本项目评价范围内的一般敏感区主要是水产种质资源保护区和重要渔业水域。新建平台位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、带鱼索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中，其中带鱼索饵场仅有新建 BZ26-6WHPC 平台位于其中；新建平台距三疣梭子蟹索饵场约\*\*km、白姑鱼产卵场约\*\*km、三疣梭子蟹越冬场约\*\*km，其他产卵场、索饵场和越冬场均位于评价范围外；新建管缆位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、东方鲀索饵场和鲈鱼越冬场中，部分穿越白姑鱼产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、带鱼索饵场和叫姑鱼索饵场，距离银鲳产卵场约\*\*km、鰺产卵场约\*\*km、三疣梭子蟹越冬场约\*\*km，距离其他评价范围内的产卵场均在\*\*km 以上。





### 13.4.3.2 陆上工程环境敏感目标

陆上工程评价范围内大气环境敏感目标为终端西南\*\*m 傅家台子村和东\*\*m 魏桥单职宿舍；环境风险敏感目标为\*\*m 范围内的傅家台子村、高家庄子村、田家庄子村和魏桥单职宿舍；地下水保护目标为拟建场地及地下水径流下游方向的浅层地下水；陆上工程评价范围内无生态环境、声环境、土壤环境敏感目标。

### 13.4.4 环境影响回顾性分析

#### 13.4.4.1 海上工程环境影响回顾性分析

本项目依托的\*\*平台的生产水处理系统运行正常，生产水经处理达标后，回注地层，无生产水排海；生活污水处理系统运行正常，生活污水达标排放。

本项目周围海域的\*\*、\*\*和\*\*自投产以来，未发生过溢油事故。

评价海域海水质量状况与历史相比变化不大，主要超一类因子为无机氮、铅、汞和锌，并未发现明显的季节性差异。调查海域沉积物环境总体保持良好和稳定。调查海域的浮游植物、浮游动物和底栖生物群落结构均相对稳定。调查海域的生物质量状况总体较好。

#### 13.4.4.2 陆上工程环境影响回顾性分析

滨州终端现有工程主要包括 1 套设计规模为 $10^4\text{m}^3/\text{d}$  天然气处理系统、1 套最大处理能力 $10^4\text{m}^3/\text{d}$  的  $\text{CO}_2$  回收利用及返输装置以及相关储运工程、公用工程、环保工程等，除渤中 19-6 气田 II 期开发陆上工程正在建设外，其他工程均已建成，目前处于竣工环境保护验收阶段。

根据滨州终端现有例行监测数据和环境管理台账，滨州终端现有工程废气、废水、厂界噪声均达标排放，一般固体废物和危险废物贮存、转运和委托处置等均满足相应管理要求，现有工程不存在环境问题。

### 13.5 环境影响预测分析与评价结论

#### 13.5.1 海上工程环境影响分析与评价

##### 13.5.1.1 海水水质环境影响分析

本项目对海水水质的影响主要是钻完井作业产生的钻屑、钻井液和管缆铺设产生的悬浮沙。根据数值预测结果，钻屑排放的悬浮物超标主要在模型垂向第\*\*、\*\*层，在第\*\*层造成的海水超一（二）类最大包络面积合计为 $10\text{km}^2$ ，距排放点的最大距离为 $10\text{km}$ ，停止排放后最大 $10\text{h}$  海水悬浮物浓度即可恢复排放





前的水平。钻井液排放的悬浮物超标主要在模型垂向第\*\*、\*\*层，在第\*\*层造成的海水超一（二）类最大包络面积合计为\*\*km<sup>2</sup>，距排放点的最大距离为\*\*km，停止排放后最大\*\*h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。海底管缆挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为\*\*km，造成的水质超标范围主要集中在模型垂向第\*\*、\*\*层。其中第 3 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为\*\*km<sup>2</sup>，第\*\*层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为\*\*km<sup>2</sup>，其他层无污染物超标面积；超三、四类水质海域影响范围主要在模型第\*\*层，其面积相对较小。海底管缆铺设作业停止后最大约\*\*h，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

#### 13.5.1.2 海洋沉积物影响分析

钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。根据预测结果，本项目新建平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积合计为\*\*km<sup>2</sup>。

本项目新铺 3 条海底电缆、6 条海底管道，新建海底管缆全程挖沟埋设，根据预测结果，铺设海底管/缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积合计为\*\*km<sup>2</sup>。

本项目海底管道全程埋设。海底管道阳极块均匀分布，单块重约\*\*kg，锌含量在\*\*%~\*\*%之间。锌离子向环境释放使周围沉积物锌含量增加 $^{**}\times 10^{-6}$ ，叠加本海区沉积物的锌含量最大值后海底管道周围沉积物中锌含量最大为 $^{**}\times 10^{-6}$ ，远低于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 $^{**}\times 10^{-6}$ ，因此海底管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌污染。

#### 13.5.1.3 海洋生态影响分析

本项目在钻完井阶段所产生的钻屑、钻井液，使钻井平台周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖，降低海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。随着钻井施工作业结束，停止钻屑、钻井液的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。

钻井过程中钻屑、钻井液的排放以及海底管/缆铺设挖起的悬浮物将增加海水的浑浊度，减少了透光层的厚度，致使光合作用降低，使生物合成量减少，



同时使整个水层浮游植物的生产力水平下降，不利于浮游植物生长繁殖，进一步影响浮游动物的摄食能力和摄食量，从而影响了浮游动物的生长和繁殖。但这种影响是短时期的，完成作业之后，引起的海水透明度降低会很快得到恢复，可以恢复浮游生物的正常生存环境

本项目新建 2 座平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为\*\*km<sup>2</sup>（单座平台\*\*km<sup>2</sup>）。除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围\*\*km<sup>2</sup> 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

海底管缆铺设挖沟所破坏的海底面积及在沟两侧所堆积的挖沟泥沙对底栖生物造成毁灭性破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏施工现场周围海底部分底栖生物并影响沿管/缆一带的海底生态环境，对底栖生物的影响主要是对底栖生物的掩埋作用。随着施工结束以及时间的推移，海底管缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。根据预测结果，本项目挖沟铺设 3 条海缆、6 条海底管道，铺设海底管/缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积范围内底栖生物将难以生存，覆盖面积为\*\*km<sup>2</sup>。

#### 13.5.1.4 海洋渔业影响分析

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡，对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响。估算本项目海洋生物损失为：鱼卵\*\*×10<sup>6</sup> 粒，仔稚鱼\*\*×10<sup>6</sup> 尾，鱼类幼体\*\*尾，头足类幼体\*\*尾，虾类幼体\*\*尾，蟹类幼体\*\*尾，成体\*\*kg，底栖生物\*\*t，。

#### 13.5.1.5 工程对环境敏感目标的影响

本项目新建平台和海底管缆位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场内、新建管缆部分穿越白姑鱼产卵场，新建平台距离水产种质资源保护区、生态红线区等其他的环境敏感目标在\*\*km 以上，新建管缆距离生态红线区和东营黄河口生态国家级海洋特别保护区最近约\*\*km。本项目在建设阶段主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液以及海底管缆挖沟埋设产生的悬浮物，最大影响距离为\*\*km，且其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。本项目投产后接入



\*\*\*平台产生温排水，由于其排放量及温升较小，其对海水水体温度造成的影响也较小。本项目位于产卵场内的海管/缆挖沟作业应避开产卵盛期。正常建设、生产期间不会对前述敏感目标产生影响。建设单位拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，排放对周围环境的影响范围和程度较小。在采取了适当的生态修复与补偿措施之后，损失的海洋生物会很快得到恢复。因此，本项目的建设和生产对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

### 13.5.2 陆上工程环境影响分析与评价

#### 13.5.2.1 施工期环境影响分析

##### a 大气环境

陆上工程施工期废气污染源主要来自地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘、施工机械和运输车辆排放的尾气、设备和管道焊接烟尘、管道防腐涂装过程产生的挥发性有机物等。通过加强施工期管理、合理安排施工时序、采取降尘防尘措施等降低大气环境影响，同时随着施工结束影响随之消失，属于短期影响，对大气环境影响较小。

##### b 地表水环境

陆上工程施工期废水主要为施工人员生活污水及施工废水，施工现场设置移动厕所，生活污水委托专业环卫公司处理，试压水经静置沉淀后首先用于厂区浇洒抑尘。严禁污水不处理直接外排，在加强管理的前提下，不会造成周边地表水环境污染。

##### c 土壤环境

陆上工程施工期对土壤的影响包括施工机械运行、车辆运输等对土壤的占压和扰动破坏，施工结束后大部分将进行硬化处理，施工区域自然土壤的理化性质、肥力水平受到一定的影响；未硬化部分施工结束后完成回填、覆盖客土，施工过程仅扰动表土，不会加重区域土壤含盐量。

##### d 地下水环境

陆上工程施工期生活污水委托专业环卫公司定期清运，生产废水静置沉淀后用于厂区洒水除尘或选择合适地点排放，合理划分施工区域，减少地表径流污染，防止污染物渗入地下，对周边地下水环境影响较小。

##### e 声环境

陆上工程施工期噪声源主要为各种施工机械设备和车辆，具有间断性和暂



时性。通过采用低噪声施工机械设备，加强对施工机械设备的维修保养，合理安排施工时间等，施工期对周边声环境影响较小。

#### f 固体废物

陆上工程施工期固体废物主要为生活垃圾、施工垃圾、危险废物等；施工垃圾中的一般工业固体废物集中收集后优先回收利用，不能回收利用的由施工方合理处置；生活垃圾由园区环卫部门统一收集外运处理；废油漆、防腐涂料桶等危险废物暂存厂内危废暂存间，定期外委有资质单位处置。固体废物对环境的影响较小。

#### g 生态

陆上工程现有及新增征地为工业用地，土地利用类型无变化；新增征地占用盐田等，周边植被、野生动物较少，对植被和野生动物影响较小，对生态环境影响较小。

### 13.5.2.2 运营期环境影响分析

#### a 大气环境

陆上工程运营期有组织排放废气包括导热油炉燃烧产生的烟气、污水处理站废气、危废暂存间排放气、火炬排放的燃烧烟气，其主要污染物是  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 、颗粒物和挥发性有机物。无组织排放废气来自工艺加工区、储罐区、装车区的动静密封点泄漏以及污水处理过程挥发的挥发性有机物，其主要污染物是非甲烷总烃。经分析，有组织废气和厂界无组织废气均可达标排放，大气环境影响可接受。

#### b 地表水环境

陆上工程运营期工艺废水、地面冲洗水收集后排入厂内污水处理站进行除油预处理，处理达标后送至滨州临港化工产业园污水处理厂进行处理。循环冷却水系统排污水收集至污水监控池，与处理后含油污水一起送至滨州临港化工产业园污水处理厂集中处置。经分析，厂内污水处理站规模扩建至  $1000\text{m}^3/\text{h}$  后，陆上工程对厂内污水处理站和滨州临港化工产业园污水处理厂依托可行，对环境的影响较小。

#### c 土壤环境

陆上工程对土壤的影响分为污染影响型和生态影响型。





## ● 污染影响型环境影响分析

正常工况下，装置区设备密闭运行，地面硬化处理，各设施所排放污水均密闭收集、处理，对土壤环境影响较小；非正常工况下，若天然气处理装置区、污水处理站等含油污水“跑、冒、滴、漏”通过垂直入渗进入土壤，对土壤环境产生一定的影响，通过定期巡检、自行监测等措施，可减少土壤的影响。

## ● 生态影响型环境影响分析

陆上工程所在区域已极重度盐化，现有厂区已地面硬化，运营期间无盐类污染物排放，同时通过采取防腐泄漏检测、定期巡护等措施，不会有油类泄漏进入土壤，对土壤盐化影响较小。区域大部分土壤 pH 值主要在  $8.5 \leq \text{pH} \leq 9$ ，属于轻度碱化；仅少部分在  $9 \leq \text{pH} \leq 9.5$ ，属于中度碱化。陆上工程不向土壤环境排放酸碱废水，对土壤盐化影响较小。

### d 地下水环境

陆上工程正常工况下，装置区采取表面硬化处理，物料及污水输送管线、废水处理装置等经防渗、防腐处理，并按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）进行分区防渗处理，废水处理装置或其它物料泄漏污染地下水的可能性较小。

陆上工程非正常工况下，泄漏点设定为现有污水处理设施底部开裂渗漏，石油类污染地下水。经预测，泄漏\*\*年后特征污染物石油类最大影响距离约为\*\*m，未出厂界，对地下水环境影响较小。

### e 声环境

陆上工程周围 200m 范围内无声环境敏感目标，项目选用低噪声的设备，采取隔声、减振等措施降低噪声源强。经过预测分析，本次改扩建后，项目厂界噪声贡献值为\*\*~\*\*dB(A)，均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准限值要求。陆上工程噪声对周围环境影响较小。

### f 固体废物

陆上工程运营期固体废物包括生活垃圾、一般工业固体废物和危险废物。生活垃圾由园区环卫部门统一收集外运处理；运营期固体废物主要为废机油（HW08）、废弃的含油抹布和劳保用品（HW49）、废油漆涂料包装桶（HW49）等危险废物和废分子筛等一般固废。一般工业固废交由厂家回收或处置；危险废物依托现有危废暂存间暂存，定期委托有资质单位处置。在各种固体废物妥





善处置的条件下，对周围环境影响较小。

## g 生态环境

陆上工程涉及新增占地，新增占地土地利用类型为工业用地，土地利用类型无变化，同时对植被和动物等基本无影响。

滨州终端距离滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区鸟类栖息地距离较远，经预测，本次改扩建后，运营期各厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12408-2008）中的 3 类区排放限值要求，对周边声环境影响较小，基本不会对保护区的鸟类产生影响。

## 13.6 环境风险分析与评价结论

### 13.6.1 海上工程环境风险分析与评价结论

本项目建设阶段的环境风险为井喷、输油软管破裂和船舶碰撞；生产阶段的环境风险事故包括井喷、新建平台容器泄漏、新建平台火灾爆炸、海底混输管道与立管泄漏以及地质性溢油和浅层气风险等。

本项目最具代表性事故为海底管道/立管泄漏事故，溢油量最大为\*\*m<sup>3</sup>。选取了不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，根据预测结果分析\*\*至\*\*输油海管于近\*\*平台侧发生溢油后，在 N 风向极值风条件下最短\*\*h 可到达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区。建设单位需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

根据应急响应时间分析，如果\*\*平台附近海底管道处发生溢油，本项目配置在\*\*平台的快速布放式围油栏系统可以在\*\*min 内完成吊装布放，并对溢油进行拦截及围控，配置在现有\*\*平台的常规溢油应急资源可在\*\*h 内抵达油膜位置；附近油气田的溢油应急资源可在\*\*小时内陆续抵达油膜位置，开展对油膜的进一步围控及回收工作。通过对溢油应急能力的计算，本项目应急资源及天津分公司周边可借助油田的溢油应急设备可以满足本项目最具代表性事故溢油量的溢油应急能力的要求。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

本项目将对《\*\*溢油应急计划》进行修订和备案，新建平台和周边依托平台配备了相应的溢油应急物资和设备。鉴于项目周边环境敏感目标较多，建设



单位应按照法律法规要求采取切实有效措施，防范溢油风险事故，完善溢油应急预案，加强溢油应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

通过地质条件、气藏工程、钻完井方案等方面的综合分析，本项目施工过程中和后续生产过程中发生地质性油气泄漏事故的可能性不大。建议建设单位进一步加强对钻、完井作业的管理，避免发生溢油气风险事故，在采取严密、适当的安全防范措施后，本工程施工和生产过程中的地质性溢油风险是可控的。

本项目\*\*-\*m 浅层气的风险综合工程勘察未发现浅层气；\*\*m 至目的层根据三维地震资料和测井、录井资料分析已提示疑似浅层气特征区域，钻井设计严格遵照中海油钻字〔2021〕18 号《海洋浅层气钻井设计与作业指南》，并且制定了钻遇浅层气的应对措施。

### 13.6.2 陆上工程环境风险分析与评价结论

本项目陆上工程危险单元为工艺装置区、罐区、装车区等，气液混输管道危险单元为 1#截断阀-2#截断阀管段和 2#截断阀-滨州终端管段的气液混输管道，涉及的危险物质为天然气、丙烷，以及可能发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物一氧化碳的排放；根据对大气环境风险最大可信事故的预测结果，丙烷储罐至装车区输送管道全管径断裂导致丙烷泄漏、陆上管道全管径泄漏导致天然气泄漏和陆上管道泄漏发生火灾伴生污染物一氧化碳的排放等事故，在最不利气象条件下，均未出现大气毒性终点浓度-1 和大气毒性终点浓度-2，上述事故状态下对大气环境影响较小。项目评价区无地表水环境和地下水环境敏感区。

陆上工程在总图布置、工程建造、设备设施选型、监控与自动化控制方面保障工程本质安全；针对可能发生的环境风险事故，构建了完善的大气、土壤、地下水和地表水污染防控设施，可对环境风险事故进行有效的预防、监控和应急响应。在落实各项环保和环境风险防范措施建议下，陆上工程风险可防可控。

## 13.7 总量控制结论

### 13.7.1 海上工程总量控制建议

本项目新建 2 座无人井口平台 BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD，均不设油气处理设施，生产物流输送至依托的\*\*和\*\*平台处理。本项目产生的含油生产水经已建\*\*平台的生产水处理系统处理达到注水水质标准后回注地层。正常生



产情况下，本项目生产水全部回注地层，无生产水排海。

本项目新建 BZ26-6WHPC/D 平台均为无人平台，仅临时登平台作业时产生少量生活污水，经环保厕所收集后运回陆地处理。本项目依托 BZ26-6CEPA 平台进行生产，在 BZ26-6CEPA 新增定员\*\*人，但 BZ26-6CEPA 生活污水排放量未超过《渤中 26-6 油田开发项目（一期）环境影响报告书》（环审〔2023〕75）的批复总量。

综上，本项目海上工程正常生产情况下，无需申请总量。

### 13.7.2 陆上工程总量控制建议

本项目陆上工程水污染物中的 COD、总氮和氨氮总量控制纳入滨州临港化工产业园污水处理厂总量管控，本次不需申请总量。

因陆上工程所在滨州市细颗粒物年平均浓度超标，根据《山东省建设项目主要大气污染物排放总量替代指标核算及管理办法》，上一年度细颗粒物年平均浓度超标的设区的市，实行二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘、挥发性有机物四项污染物排放总量指标 2 倍削减替代。本项目前期工程（2026 年投产）运营期正常工况下废气污染物排放量为挥发性有机物\*\*t/a、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）\*\*t/a、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）\*\*t/a、颗粒物\*\*t/a；非正常工况下废气污染物排放量为挥发性有机物\*\*t/a、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）\*\*t/a、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）\*\*t/a、颗粒物\*\*t/a。后期工程（2035 年投产）运营期正常工况下废气污染物排放量为挥发性有机物\*\*t/a、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）\*\*t/a、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）\*\*t/a、颗粒物\*\*t/a；非正常工况下废气污染物排放量为挥发性有机物\*\*t/a、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）\*\*t/a、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）\*\*t/a、颗粒物\*\*t/a。

## 13.8 环境保护措施及其合理性分析

### 13.8.1 海上工程环境保护措施及其合理性分析

#### 13.8.1.1 环境保护对策措施

钻井作业过程中大部分井使用水基钻井液，且钻井作业采用批钻方式，通过循环使用钻井液，减少钻井液的排放量；部分井段采用环保型合成基钻井液体系。合成基钻井液、钻井油层水基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑、合成基钻井液钻屑及其它不能满足排放要求的钻井液及钻屑均收集后运回陆地处理，不排海；含油生产水经处理至注水水质标准后全部回注地层，无生产水排放。新建无人井口平台，临时登平台人员产生的少量生活污水经环保厕所收集





运回陆地处理；生产垃圾和临时登平台人员产生的少量生活垃圾全部运回陆地处理，不排海；新建平台均设有开/闭式排放系统，收集初期雨水、甲板冲洗水及各类带压流体等其他含油污水，防止排放入海。

### 13.8.1.2 海洋生态保护措施

1)严格控制污染物的排放速度和排放浓度，减少对海洋环境影响的范围和程度。

2)本工程新建海底管道和电缆穿越或部分穿越\*\*产卵场（盛期\*\*月）、\*\*产卵场（盛期\*\*月\*\*~\*\*月\*\*）和\*\*产卵场（盛期\*\*月~\*\*月），海底管道和电缆挖沟作业应避开其所在产卵场的产卵盛期。同时，本工程海底管道和海底电缆铺设时将尽量缩短海上铺设作业时间，以减缓铺设作业对海洋渔业资源和生态环境的影响。

3)建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将环境风险发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

4)建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。

5)鉴于本工程建设阶段将对周围海域的海洋生态造成不可避免的影响，建设单位需与相关主管部门协商，对本工程造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、人工鱼礁以及进行渔业资源和生态环境监测等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用等，其经费应纳入本工程的环保投资预算。

## 13.8.2 陆上工程环境保护措施及其合理性分析

### 13.8.2.1 施工期环境保护措施及其合理性分析

#### a 大气污染防治措施

陆上工程施工期采取分段作业、择时施工、土方覆盖、洒水抑尘等有效防尘、降尘，通过控制不合格作业机械和车辆进场控制废气排放，合理选择焊接作业方式和使用有机涂料减少焊接烟尘、挥发性有机物的排放，大气污染防治措施可行。

#### b 地表水污染防治措施

陆上工程施工现场设置移动厕所，生活污水委托环卫公司处理，试压水经静置沉淀后首先用于厂区浇洒抑尘，严禁污水不处理直接外排，地表水污染防



治措施可行。

#### c 土壤污染防治措施

陆上工程施工期对施工废水合理处置和综合利用，避免污染物的排放对土壤的影响；施工固废严格管理，不得随意抛撒；加强施工机械的维护保养，避免油污泄漏对土壤的影响，土壤污染防治措施可行。

#### d 地下水污染防治措施

陆上工程施工期间，为防止地下水污染，项目实施需要建立临时废水处理设施，确保所有施工废水达标排放或循环利用；化学品及危险品需要存放在专用防泄漏仓库，并严格执行使用登记制度；合理划分施工区域，减少地表径流污染，防止污染物渗入地下。同时，通过环保培训提高施工人员的环境保护意识，确保各项措施有效落实，保障地下水环境。

#### e 噪声污染防治措施

陆上工程施工期噪声污染防治措施主要包括采用低噪声施工机械设备，加强对施工机械设备的维修保养，合理安排施工时间等，噪声污染防治措施可行。

#### f 固体废物污染防治措施

陆上工程施工期生活垃圾由园区环卫部门统一收集外运处理；一般工业固体废物集中收集后优先回收利用，不能回收利用的由施工方合理处置；危险废物暂存厂内危废暂存间，定期外委有资质单位处置。

#### g 生态污染防治措施

陆上工程施工期控制施工作业范围，节约土地，减少破坏植被；加强施工人员管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏滨州终端周边区域的生态环境；加强施工期环境监理；施工结束后，及时恢复植被，生态污染防治措施可行。

### 13.8.2.2 运行期环境保护措施及其合理性分析

#### a 大气污染防治措施

陆上工程针对大气有组织废气，采用“喷淋床+生物滤床+活性炭吸附床”组合工艺处理污水处理单元废气，达标废气经\*\*m 排气筒排放；危废暂存间设置二级过滤系统处理有机废气；装置区可燃气体进火炬焚烧后高空排放。针对无组织废气动静密封点泄漏采用优质的设备、管道和密封件，定期开展泄漏检测与修复（LDAR）等，大气污染防治措施可行。





## b 地表水污染防治措施

为满足项目新增废水处理需求，污水处理站规模扩建至\*\*m<sup>3</sup>/h，采用“除油+气浮+核桃壳过滤”处理达标后送至滨州临港化工产业园污水处理厂。经校核，污水处理站和滨州临港化工产业园污水处理厂可满足本项目废水处理需求，地表水污染防治措施可行。

## c 土壤污染防治措施

装置区选用密闭性好的设备，加强生产运行管理，防止“跑、冒、滴、漏”；按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）等要求防渗，对不同分区采取了相应的防渗措施，可有效降低对土壤的污染，土壤污染防治措施可行。

## d 地下水污染防治措施

针对陆上工程可能发生的地下水污染，本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

主动控制，即从源头控制措施，主要包括在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防治和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。被动控制，即末端控制措施，主要包括装置区内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防治洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至污水处理场处理，地下水污染防治措施可行。

## e 噪声污染防治措施

陆上工程采用低噪声设备、设置减振设施、加强设备维护保养，在厂界进行绿化，设置实体围墙以降低场内噪声对外环境的影响。采取以上措施后，厂界噪声值满足排放标准的要求，噪声污染防治措施可行。

## f 固体废物污染防治措施

陆上工程产生的固体废物包括生活垃圾、一般工业固废和危险废物。生活垃圾由园区环卫部门统一收集外运处理；一般工业固废由厂家回收处置；危险废物暂存厂内危废暂存间，定期外委有资质单位处置。固体废物均按要求进行暂存、处置，污染防治措施可行。



## g 生态污染防治措施

陆上工程在滨州终端合适区域进行绿化，定期浇水、施肥等维护措施，确保其成活率。定期开展维护、保养、巡检，可有效避免物料泄漏，进而降低对生态环境的影响，生态污染防治措施可行。

### 13.9 建设项目环境可行性结论

本工程为海洋油气开发工程及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，其建设符合国家产业政策。

本工程的海上工程符合《全国海洋主体功能区划》的要求，工程与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》、《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》、山东省“三区三线”海洋生态保护红线和《东营市“三线一单”生态环境分区管控方案》等要求相协调。陆上工程符合《滨州临港化工产业园总体发展规划（2019-2025 年）》及其规划环评、审查意见的要求，符合《山东省国土空间规划（2021-2035）》基于“三区三线”构建国土空间新格局的要求，符合《滨州市国土空间总体规划（2021-2035 年）》、《滨州北海经济开发区马山子镇总体规划（2018-2035）》、《滨州市“三线一单”生态环境分区管控方案》（滨政字〔2021〕50 号）等的相关要求。

本工程从工艺设计和施工方案上采取了一系列的污染防治和环境保护措施，采用的施工设备、工艺流程和节能、减排措施及环境保护对策措施等符合清洁生产的要求。建设阶段产生的主要污染物为非钻井油层段水基钻井液、非钻井油层段水基钻井液钻屑和海底管道/电缆挖沟埋设掀起的悬浮物，对环境的影响属于短期、可恢复性影响；钻井油层水基钻井液和合成基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑和合成基钻井液钻屑等全部运回陆地进行处理。生产阶段产生的主要污染物为含油生产水，经处理达到注水水质标准后回注地层，不会对环境产生影响。建设和生产阶段产生的船舶含油污水和生产垃圾全部运回陆地处理。其他污染物排放量较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、底质、生态）的影响范围和程度较小。

本工程的建设和生产对海洋生态环境和渔业资源会产生一定影响和损害，需采取有效的保护措施和减缓影响的措施。本工程施工及运行阶段存在一定溢油风险，溢油事故一旦发生会对生态和环境造成严重危害后果，需采取具有针



对性的风险防范措施和切实有效的溢油应急防范对策措施。

本项目陆上工程在采取相应环保措施的前提下，施工期和运营期的废水、废气、噪声等污染物均能达标排放，对环境的影响较小；在落实本次评价中的相应环境风险防范措施的前提下，陆上工程环境风险可防可控。

评价认为，在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护对策措施，切实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，工程建设可行。



## 附件

### 附件一：委托书



附件二：依托设施环评批复

附件三：依托项目竣工验收批复





## 附件四：危废处理合同及资质证书



## 附件五：建设项目海洋生态环境影响评价自查表



## 附表 环境质量现状调查与评价结果



## 附录